

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Ferramenta de ajuda à gestão do ciclo de vida de
um sistema eólico de produção renovável**

Carlos Manuel Oliveira Meneses

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Adriano da Silva Carvalho

25 de Junho de 2018

Resumo

Esta dissertação aborda a temática de estratégias para a melhor forma de manutenção de ativos de uma subestação, sendo o transformador de potência o elemento escolhido para análise.

Foi feito um estudo dos métodos existentes de planejamento e demonstrado que a *Condition Based Maintenance* é o futuro deste ramo. Para tal ser implementada é necessário um sistema fiável capaz de aferir a condição do transformador que permita uma melhor coordenação das ações de manutenção necessárias. As entradas deste sistema são as medições de inúmeros testes diagnósticos que avaliam todos os subsistemas do transformador. Neste documento foi feito um estudo desses diversos diagnósticos de forma a esclarecer a complexidade da máquina elétrica que é o transformador de potência.

Além disso, ao planejar a criação da ferramenta que permite aferir a condição do transformador, foram estudadas diversas formas de categorizar valores dentro de um intervalo em diversos estados, e para tal foi escolhido a lógica *Fuzzy*.

Assim, foi estudada e descrita toda a problemática envolvida nesta área da manutenção de máquinas elétricas e demonstrada uma metodologia com auxílio de uma ferramenta desenvolvida no *Simulink* do *Matlab*, como minha proposta de sistema para aumentar o ciclo de vida de um transformador de potência.

Palavras-chave — *Condition Based Maintenance*, *Dissolved Gas Analysis*, Lógica *Fuzzy*, Transformador de Potência.

Abstract

This dissertation approaches the theme of a better strategy for the maintenance of assets of a substation, the power transformer being the element chosen for analysis.

A study was done on existing planning methods and demonstrated that Condition Based Maintenance is the future of this industry. For this to be implemented, it is necessary to have a reliable system that can verify the condition of the transformer, which allows a better coordination of the necessary maintenance actions. The inputs of this system are the measurements of numerous diagnostic tests that evaluate all subsystems of the transformer. In this paper a study of these various diagnoses was made in order to clarify the complexity of the electric machine that is the power transformer.

In addition, when planning the creation of the tool that allows to verify the condition of the transformer, we have studied several ways to categorize values within a range in several states, and for this purpose Fuzzy logic was chosen.

Thus, it was studied and described all the problems involved in this area of maintenance of electric machines and developed a methodology with the help of a tool developed in Matlab Simulink, as my proposal of a system to manage and increase the life cycle of a power transformer.

Keywords - Condition Based Maintenance, Dissolved Gas Analysis, Fuzzy Logic, Power Transformer

Agradecimentos

Chegando ao fim desta etapa, gostaria de agradecer a todos os que tornaram possível a realização desta dissertação.

Ao meu orientador, Professor Doutor Adriano Carvalho, por me ter permitido desenvolver este trabalho, guiando-me sempre da melhor forma possível.

À EFACEC, em especial ao Engenheiro Mário Ferreira pela visita guiada às instalações da empresa.

Ao Dr. Michel Duval que generosamente partilhou parte do seu importante trabalho.

Aos meus companheiros de faculdade que se demonstraram autênticos irmãos durante toda esta jornada, da qual não alteraria nem um segundo!

A todos os meus amigos por estarem sempre presentes nos bons e maus momentos.

Ao meu pai, mãe, irmã, tia e ao Pelé, por serem a base de tudo o que faço e do que sou. Não há palavras para agradecer tudo o que fazem por mim.

Por fim ao meu avô, que seria a pessoa que mais estaria feliz por mim neste momento.

“The closer one looks at a real-world problem, the fuzzier becomes its solution.”

Lofti Zadeh

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	xi
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Contextualização e Motivação.....	1
1.2 - Objetivos	1
1.3 - Estrutura da Dissertação.....	2
Capítulo 2	3
Estado da Arte.....	3
2.1 - Falhas características de transformadores de potência.....	3
2.2 - Testes Diagnósticos realizados em transformadores	6
2.3 - Metodologias de Manutenção para Subestações.....	31
Capítulo 3	35
Sistema Fuzzy	35
Capítulo 4	41
Metodologia.....	41
Capítulo 5	49
Conclusões e Trabalho futuro.....	49
5.1 - Conclusões	49
5.2 - Trabalho Futuro	49
Referências	51

Lista de figuras

Figura 1 - Componentes dos transformadores de potência, em valores percentuais, que falharam ao longo de 2009-2013, adaptado de [5].	5
Figura 2 - Diagrama de causa e efeito das falhas identificadas nos transformadores, retirado de [5].	6
Figura 3 - Métodos de detecção de falhas em transformadores, retirado de [6].	7
Figura 4 - A importância de diferentes métodos diagnósticos de condição do transformador, adaptado de [6].	8
Figura 5 - Percentagem de fiabilidade dos métodos de DGA, retirado de [7].	9
Figura 6 - Triângulo de Duval 1 para Transformadores imersos em óleo mineral.	10
Figura 7 - Triângulo de Duval 4 para falhas térmicas de baixa temperatura e falhas no papel em transformadores imersos em óleo mineral.	11
Figura 8 - Triângulo de Duval 5 para falhas térmicas e falhas no papel em transformadores imersos em óleo mineral.	12
Figura 9 - Velocidade relativa de depolimerização a diferentes níveis de teor de água e temperatura, retirado de [6].	18
Figura 10 - Imagem em infravermelho de defeito nas travessias, retirada de [6].	20
Figura 11 - Diferentes tipos de manutenção de acordo com SS-EN 13306.	31
Figura 12 - Representação da arquitetura para CBM, adaptado de [20].	32
Figura 13 - Configuração Sistema Fuzzy.	36
Figura 14 - Sistema de Lógica <i>Fuzzy</i> .	36
Figura 15 - Funções de pertença das Concentrações de etileno (ppm) dissolvidas no óleo. ...	37
Figura 16 - Diferentes tipos de Funções de pertença, retirado de [24].	38
Figura 17 - Regras fuzzy para Concentrações de Etileno (ppm) dissolvidas no óleo.	38
Figura 18 - Funções de pertença da variável Etano no <i>Matlab</i> .	42
Figura 19 - Sistema de avaliação da condição do transformador baseado no DGA, no <i>Simulink</i> .	44
Figura 20 - Ferramenta <i>Excel</i> Triângulo de Duval 1.	45
Figura 21 - Ferramenta <i>Excel</i> Triângulo 4.	46
Figura 22 - <i>Excel</i> Triângulo Duval 5.	47

Lista de tabelas

Tabela 1 - Componentes dos transformadores de potência que falharam ao longo de 2009-2013, adaptado de [5].	5
Tabela 2 - <i>Moisture test</i> ao óleo.	13
Tabela 3 - Teste de IFT no óleo.	14
Tabela 4 - Teste do nível de Oxigênio no óleo.	15
Tabela 5 - Teste ao Índice de Acidez.	16
Tabela 6 - Teste de Fator de Potência do Óleo.	16
Tabela 7 - Teste de Rigidez Dielétrica do Óleo.	17
Tabela 8 - Teste de Análise de Furano.	18
Tabela 9 - Teste de DP.	19
Tabela 10 - Teste da razão de CO ₂ /CO.	19
Tabela 11 - Teste de Termografia por Infravermelhos.	21
Tabela 12 - Teste do Fator de Potência.	22
Tabela 13 - Teste de Capacitância.	23
Tabela 14 - Teste à Corrente de Excitação.	24
Tabela 15 - Análise da reposta em frequência.	25
Tabela 16 - Teste à razão de espiras.	26
Tabela 17 - Teste Reatância de Fugas.	27
Tabela 18 - Teste à Resistência Core to Ground.	28
Tabela 19 - Teste à Resistência dos enrolamentos.	29
Tabela 20 - <i>Ultrasonic and Sonic Fault Detection Tests</i> .	30
Tabela 22 - Métodos de Acumulação, retirado de [24].	39
Tabela 21 - Operações com conjuntos <i>fuzzy</i> , retirado de [24].	39
Tabela 23 - Algoritmos de Defuzificação, retirado de [24].	39
Tabela 24 - Limites de concentrações dos gases [μL/L (ppm)].	42
Tabela 25 - Procedimentos a seguir	43

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

LTC	<i>Load Tap Changer</i>
CBM	<i>Condition Based Maintenance</i>
CIGRE	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
ppm	Partes por milhão
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
TDCG	<i>Total Dissolved Combustible Gases</i>
TICM	<i>Transformer Intelligent Condition Monitoring</i>
IFT	Interfacial Tension Test
FRA	Frequency Response Analysis
DP	Degree of Depolymerization
SLF	Sistema Lógica <i>Fuzzy</i>
DGA	Dissolved Gas Analysis

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Contextualização e Motivação

Os transformadores de potência representam o ativo mais importante de uma subestação elétrica, quer pela sua relevância quer pelo seu custo. É sem dúvida a componente mais cara, podendo representar 60% do investimento total [1]. Devido ao custo e à imprescindibilidade do mesmo para o funcionamento do sistema elétrico, a sua falha é um ponto crítico e pode acarretar graves consequências em caso de avaria, daí o elevado interesse em definir procedimentos de monitorização e diagnóstico preditivo de forma a avaliar continuamente o seu estado, com o intuito de aumentar os níveis de fiabilidade do mesmo.

O transformador é uma componente chave do sistema elétrico de energia. As condições internas do mesmo degradam-se com o tempo, fazendo com que não consiga suportar eventos anormais do sistema como sobretensões ou curtos-circuitos [2]. O sistema de isolamento é altamente dependente desses eventos extraordinários, pelo que múltiplas ocorrências, contribuem também para a sua deterioração. A falha no transformador ocorre quando deixa de ter capacidade para resistir a todos esses stresses térmicos, mecânicos, elétricos e químicos.

Para garantir que se está a tirar o melhor partido do transformador, mantendo-o em boas condições de modo a garantir que tenha um ciclo de vida extenso, existe a TICM (*Transformer Intelligent Condition Monitoring*), que é definida pelo CIGRE como: “*the process of using transformer fundamental knowledge, sensing, data acquisition and processing systems to collect raw or pre-processed data, store it, and translate it to a common actionable output, that describes the units and/or components condition, with the use of analytical techniques.*” [3].

1.2 - Objetivos

Em primeiro lugar, pretende-se fazer uma revisão das estratégias de manutenção de ativos das subestações elétricas, caracterizando ao longo do tempo as falhas típicas que levam à sua inoperância.

2 Introdução

Em segundo lugar, com a revisão efetuada e fazendo uso de *standards* internacionais de entidades como IEEE, CIGRE, etc., propor uma metodologia que tenha como objetivo aumentar o ciclo de vida de um transformador.

1.3 - Estrutura da Dissertação

Este documento é composto por cinco capítulos:

O primeiro capítulo contém uma introdução ao tema, ao trabalho que foi realizado e os objetivos que se pretendem atingir com esta dissertação.

No segundo capítulo, apresentam-se as falhas características de um transformador de potência, de seguida, os testes de diagnósticos que identificam essas mesmas falhas e por fim as estratégias de manutenção existentes.

No terceiro capítulo, faz-se uma breve descrição do que é a lógica *Fuzzy*.

No quarto capítulo, é descrita a metodologia proposta e uma demonstração dos passos mais importantes a realizar.

No quinto e último capítulo, encontram-se as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 - Falhas características de transformadores de potência

Os transformadores de potência representam um ativo importante da subestação, sendo o mais caro, podendo representar 60% do investimento total [1]. Devido ao custo, imprescindibilidade para o funcionamento do sistema elétrico e graves consequências em caso de falha, é de elevado interesse haver uma monitorização e diagnóstico preditivo de forma a avaliar o estado em que se encontra, otimizar a manutenção e aumentar os níveis de fiabilidade do mesmo.

Do *draft* do CIGRE WG 12.18 o transformador pode ser dividido em vários subsistemas, sendo que cada um deles tem um tipo de defeito e evolução até à falha característica, e também apresentam diferentes sintomas de degradação [4]. Os subsistemas são os seguintes:

- Dielétrico (*major, minor insulation, leads insulation, static shields*);
- Circuito eletromagnético (núcleo, enrolamentos, *clamping, shields, grounding circuit*);
- *Current carrying circuits* (*leads*, condutores dos enrolamentos);
- Estrutura do isolamento;
- *Clamping structure*;
- *Magnetic shields*;
- *Grounding circuit*;
- Travessias;
- *Tap changers* OLTC;
- Equipamento de refrigeração;
- Equipamento de monitorização e proteção.

Dos subsistemas apresentados, [4] seleciona como fundamentais 4 categorias, que englobam os aspetos mais relevantes a tratar no transformador:

- Dielétrica - o isolamento do transformador, por exemplo nos enrolamentos;
- Magnética - a condição do núcleo e da estrutura que o envolve;

4 Estado da Arte

- OLTC - comutador que permite a regulação da voltagem do transformador;
- Mecânica - degradação de vários componentes, durante o seu funcionamento, como por exemplo a cuba.

Quando se trata de um defeito dielétrico, os sintomas principais são:

- Descargas parciais de baixa ou alta energia;
- Envelhecimento anormal do óleo;
- Envelhecimento anormal da celulose;
- Conexões soltas;
- Contaminação do óleo;
- Excesso de conteúdo de água;

Quando se trata de um defeito no circuito magnético, os sintomas principais são:

- Correntes anormais a circular em partes do núcleo (queimam o núcleo) em curto circuito, sobreaquecimento localizado.
- Vibração excessiva que interfere na fixação do núcleo;
- Curto circuito no *ground circuit*;
- Curto circuito entre condutores, efeito de *stray flux*, *hotspot*, correntes circulantes;
- Fracas juntas de soldadura nos enrolamentos e nos condutores (*leads*);

Quando se trata de um defeito nas OLTCs, os sintomas principais são:

- *Hotspots* locais devido a contacto com componentes sobreaquecidas;
- Excessivo / aumento significativo do torque necessário;
- Descarga parcial;

Quando se trata de um defeito que compromete a integridade mecânica, os sintomas principais são:

- Desprender da fixação dos enrolamentos;
- Desprender da fixação do núcleo;
- Falha no suporte das *leads* (condutor isolado que liga um enrolamento a outro enrolamento, OLTC ou saída (travessias);
- Perda de DP (*degree of depolymerization*) no sistema de isolamento;

A Tamil Nadu Transmission Corporation Limited (TANTRANSCO) e Tamil Nadu Generation and Distribution Corporation Limited (TANGEDCO) recolheram dados relativos às falhas em diversos transformadores elétricos de potência ao longo de um período de 5 anos (2009-2013), tendo detetado um total de 196 falhas [5]. Ambas as empresas são responsáveis por 842 subestações de diferentes níveis de tensão. Os transformadores em causa variam entre 33-400 kV e valores de potência de 5 MVA até 315 MVA. A idade dos mesmos varia de 2 a 30 anos, sendo a média 15 anos. Os dados recolhidos das falhas incluem a localização do transformador, data e hora da ocorrência, duração da falha, tempo de reparação do transformador, qualidade das respostas dos sistemas de proteção, quantidade de energia não fornecida devido à ocorrência, etc. As falhas ao longo do período de recolha de dados, separada devidamente pela componente responsável encontra-se na tabela 1 e figura 1.

Ano / Falha na componente	2009	2010	2011	2012	2013	Nº total de falhas
Enrolamentos	-	7	5	13	3	28
Núcleo	-	4	1	4	6	15
Travessias	2	9	9	-	6	26
OLTC	1	5	6	3	5	20
Tanque/Cuba	-	2	-	1	3	6
Refrigeração	-	3	2	-	4	9
Isolamento	11	10	20	19	20	80
Outros	7	7	1	1	2	12
Total	21	41	44	41	49	196

Tabela 1 - Componentes dos transformadores de potência que falharam ao longo de 2009-2013, adaptado de [5].

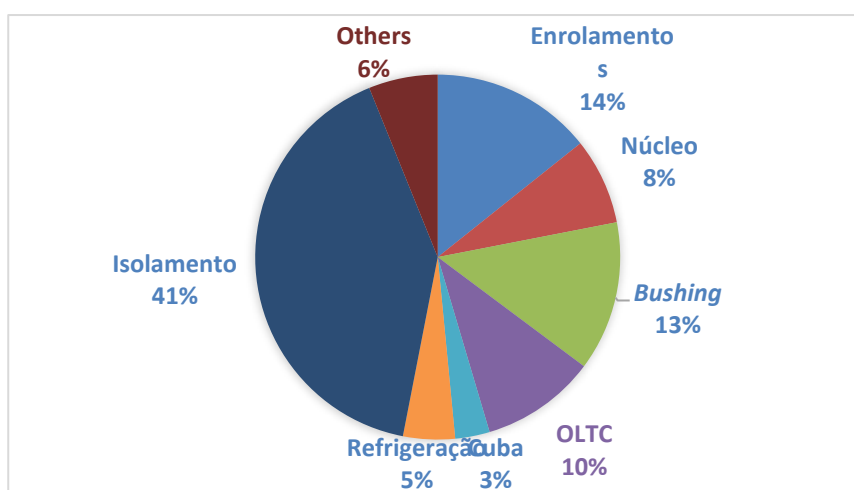


Figura 1 - Componentes dos transformadores de potência, em valores percentuais, que falharam ao longo de 2009-2013, adaptado de [5].

Falhas devido a isolamento são as predominantes representando 41% do total de falhas, seguido de falhas nos enrolamentos (14%) e nas travessias (13%). A tomada do transformador representa 10%, o núcleo 8%, sistema de refrigeração 5% e a cuba 3% do total das falhas. Podendo assim concluir-se que as falhas nos transformadores são predominantemente derivadas das suas componentes.

O seguinte passo será perceber a(s) razão(ões) que levam às falhas em cada componente. Tal está demonstrado neste seguinte diagrama que relaciona estes 8 principais tipos de falhas, relacionando-os com 27 razões que os originam (figura 2).

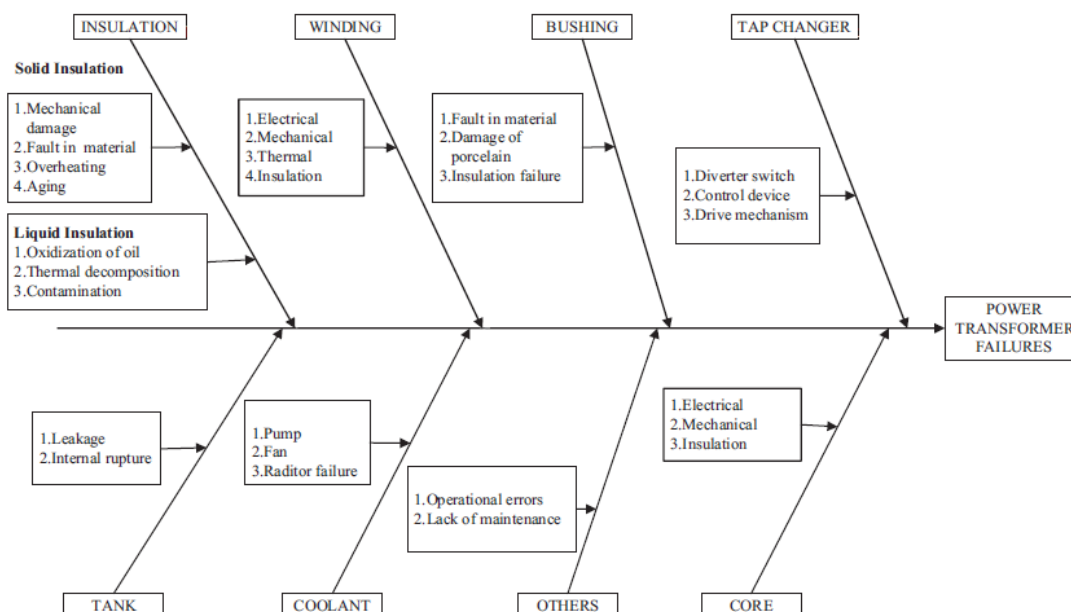


Figura 2 - Diagrama de causa e efeito das falhas identificadas nos transformadores, retirado de [5].

O CIGRE também divide as componentes do transformador em 3 níveis distintos de funcionalidades de acordo com a sua relevância [3]:

- Funcionalidades primárias são as que têm um impacto crítico na funcionalidade do transformador, ou do sistema que faz parte. Têm de ser avaliadas e monitorizadas com elevada precisão e são mandatórias nos modelos de TICM.

- Funcionalidades secundárias não são críticas para a sobrevivência do transformador ou do sistema, mas, têm um impacto significativo a nível dos valores de negócio da empresa. Como por exemplo, podem acarretar problemas ambientais, de segurança, qualidade de energia fornecida, custos, etc. O nível de prioridade destas funcionalidades é variável e definido pela entidade responsável do transformador/sistema.

- Funcionalidades terciárias não estão diretamente ligadas à perda de funcionalidade nem afetam significativamente os valores de negócio da empresa. São considerados opcionais para os sistemas TICM, sendo incorporados se a entidade responsável assim o desejar.

2.2 - Testes Diagnósticos realizados em transformadores

A política atual em sistemas elétricos de potência consiste em baixar os custos ao máximo, sabendo que a prevenção de uma falha/acidente é imperativa para atingir esse objetivo. Para satisfazer a crescente necessidade de energia elétrica e alta fiabilidade exigida, as companhias proprietárias destes sistemas têm de adotar medidas para cuidar dos seus ativos da melhor forma possível, neste caso vamos abordar os transformadores. Sendo que nem sempre é economicamente viável submeter um transformador a inspeções rigorosas e testes dispendiosos.

Este é o motivo que leva a que sistemas de monitorização, análise e diagnóstico sejam peças essenciais neste processo. Com o auxílio de técnicas de medição e diagnóstico é possível

criar standards de avaliação, que vão além de sinais óbvios de defeitos. Recorrendo a diferentes métodos de monitorização para cobrir uma extensa variedade de eventos físicos que ocorrem no interior da máquina, desde medição de parâmetros, a análise dessa informação e diagnóstico de falhas. O objetivo destes testes diagnósticos é avaliar a condição de operação, descobrir o que causa degradação, recomendar medidas para melhorar a qualidade do serviço e expansão do seu ciclo de vida.

Com estes diagnósticos torna-se possível obter valores típicos que permitem tirar conclusões sobre o comportamento futuro da máquina em funcionamento. Esta condição do transformador é essencial para uma análise do ponto de vista técnico e económico que visa em manter um bom compromisso de custo e qualidade de serviço (isto inclui planeamento de manutenções, etc.).

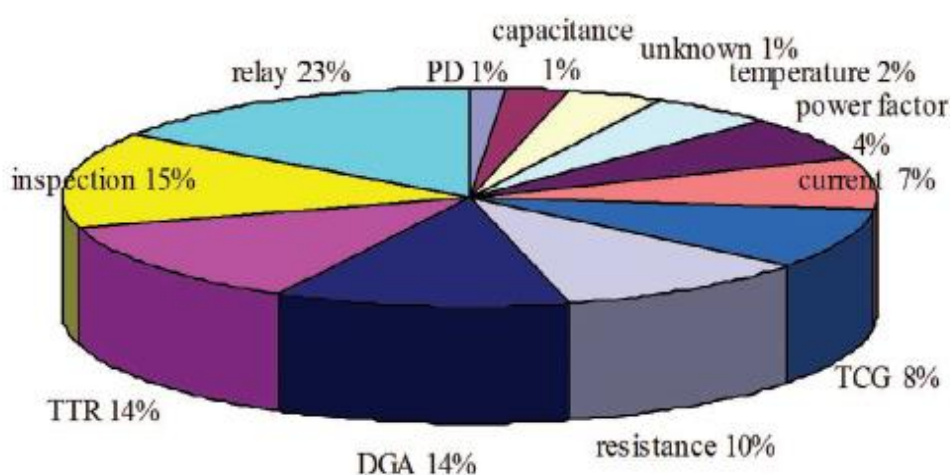


Figura 3 - Métodos de deteção de falhas em transformadores, retirado de [6].

Com o acumular de experiência ao longo dos anos, o processo de FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis*), estabelece uma lista de prioridades, diagnósticos e avaliações de condição que ajudam na criação de uma estratégia de gestão de ativos. A importância destes métodos é a capacidade de categorizar os diferentes parâmetros por grau de criticidade. De acordo com [6] este processo apesar de ter sempre o carácter subjetivo é feito baseado em: (1) análise do óleo e papel; (2) fator de potência, capacitância e correntes de excitação; (3) razão de espiras, reatância de fugas, resistência dos enrolamentos, resposta em frequência, resistência do isolamento do núcleo, análise ultrasónica/sónica e de vibração.

Uma das tarefas mais importantes dos responsáveis pelas subestações é a manutenção dos transformadores de forma a ter um elevado nível de fiabilidade para o cliente final. Os procedimentos para tal são os fundamentos desta dissertação, são eles a monitorização, o diagnóstico e a manutenção. Estes passos para avaliar a condição do transformador fornecem a informação necessária para a definição de prioridades quanto às ações de manutenção. Para

tal funcionar de uma forma eficaz, os testes e diagnósticos têm que ser efetuados com precisão usando sempre como referência resultados das agências internacionais (IEEE, CIGRE, etc.) para avaliar a condição geral e a sua performance.

Para a avaliação é preciso recorrer a várias técnicas de monitorização e quase sempre existe a necessidade de efetuar mais que um teste diagnóstico para chegar a conclusões o mais exatas possíveis. De seguida apresento uma descrição de diferentes técnicas (figura 4) utilizadas baseadas maioritariamente no documento [6].

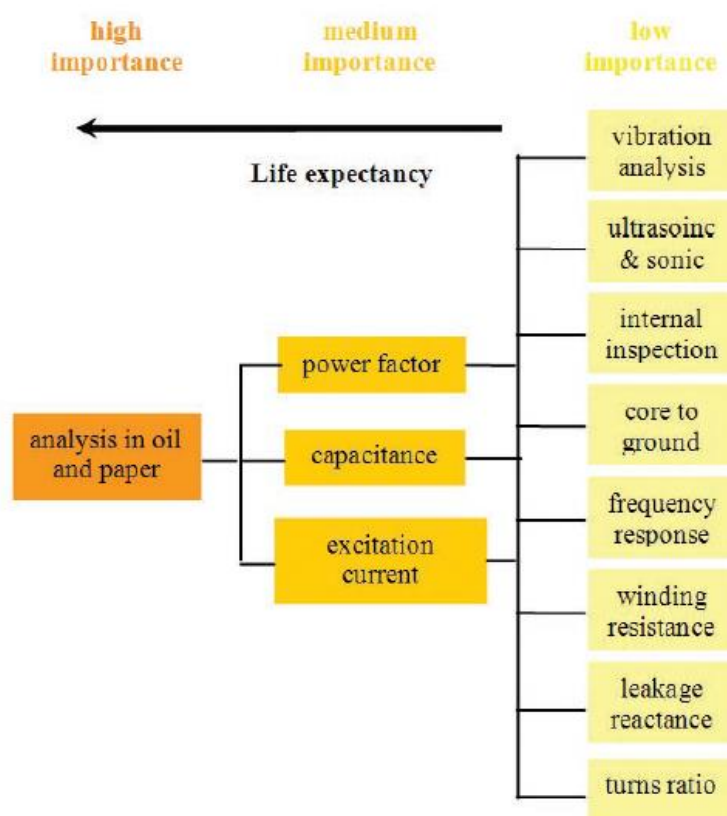


Figura 4 - A importância de diferentes métodos diagnósticos de condição do transformador, adaptado de [6].

2.2.1 - DGA

A análise de gases dissolvidos é amplamente aceite e, portanto, bastante estabelecida nesta área de monitorização de transformadores. Conseguir identificar falhas como *arcing*, descargas parciais, *low energy sparking*, sobreaquecimento e detetar hotspots sem a necessidade de retirar de serviço o transformador [7], [8]. Neste método é feita uma análise aos gases combustíveis e não combustíveis, que se encontram dissolvidos no óleo no qual o transformador está imerso.

O transformador durante o seu tempo de serviço, sofre falhas e é sujeito a diferentes tipos de stress (térmicos, elétricos, mecânicos e químicos) que resulta na produção de fragmentos, *ageing and polar oxidative products*. Com o passar do tempo, devido à interação entre estes fragmentos ou interações entre os *ageing products*, várias reações químicas começam a alterar as propriedades moleculares do isolamento óleo-papel [8], [9]. Adicionalmente, o efeito catalisador do oxigénio e humidade produzido no isolamento óleo-papel em conjunto com a dinâmica térmica, aumenta a taxa de reação. Eventualmente, diferentes gases como hidrogénio (H_2), oxigénio (O_2), nitrogénio (N_2), dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), metano (CH_4), etileno (C_2H_4), etano (C_2H_6), acetileno (C_2H_2), propano (C_3H_8) e propileno (C_3H_6) são produzidos e dissolvidos no óleo do transformador.

Para determinar a condição do isolamento óleo-papel e detetar falhas a partir dos valores das concentrações dos gases dissolvidos no óleo, existem diferentes métodos de DGA como: *Key Gas*, *Roger's Ratio*, *Duval Triangle*, *Doernenburg*, IEC, etc. De acordo com [10], 70% das falhas mais comuns em transformadores de potência podem ser detetadas recorrendo ao método DGA. Daí a análise do óleo e papel ser considerada a mais importante no gráfico X acima. Apesar deste método conseguir detetar e classificar diversas falhas, na maior parte dos casos, não consegue identificar a localização das mesmas. Para colmatar este aspeto, deve-se realizar outros testes diagnósticos para ser possível cruzar informações e detetar a localização.

Quanto à escolha de qual método de DGA a utilizar ainda não há unanimidade na comunidade científica. Derivado desta situação foi feita uma pesquisa com intenção de fazer a escolha mais acertada. Em [7], realizou-se um estudo com vários transformadores de diferentes níveis de tensão, no qual foram aplicados os diferentes métodos. O seguinte gráfico foi extraído desse mesmo documento.

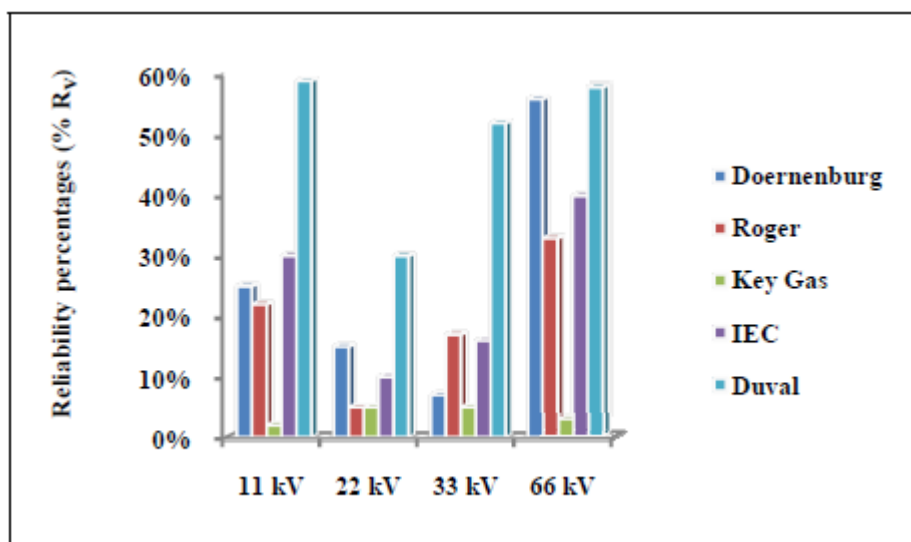


Figura 5 - Percentagem de fiabilidade dos métodos de DGA, retirado de [7].

A figura 5 mostra para diferentes níveis de tensão a fiabilidade dos métodos em percentagem. A maior parte dos métodos apresentou uma menor fiabilidade em 22 kV e o

máximo de fiabilidade nos 66 kV. Olhando para a totalidade dos resultados, o método do *Duval Triangle* apresentou o maior nível de fiabilidade.

Foi assim escolhido para descrever, e mais à frente na dissertação, usado na metodologia da ferramenta, o método do *Duval Triangle*. Este método começa por avaliar os valores metano, acetileno e etileno que entram num gráfico de 3 eixos triangular (figura 6), que está dividido em 7 regiões, em que cada uma define um tipo de falha [11], [12]. As 7 regiões são:

- PD (descarga parcial);
- D1 (descarga de baixa energia);
- D2 (descarga de alta energia);
- T1 (falha térmica de temperatura inferior a 300°C);
- T2 (falha térmica de temperatura entre 300°C e 700 °C);
- T3 (falha térmica de temperatura superior a 700 °C);
- DT (falha térmica e elétrica).

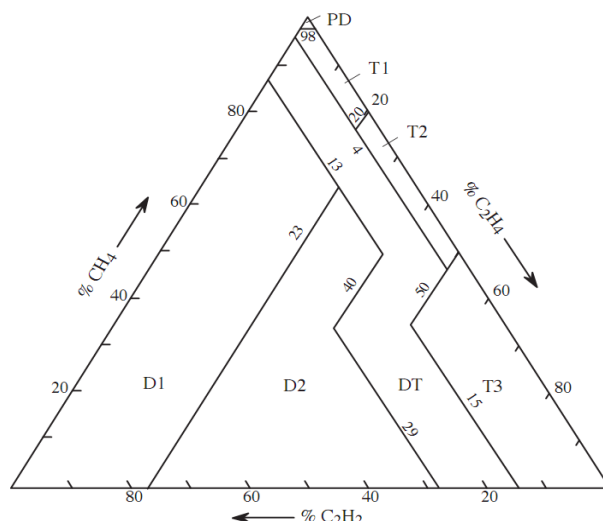


Figura 6 - Triângulo de Duval 1 para Transformadores imersos em óleo mineral.

Avaliando os três gases, e aferindo o ponto no gráfico, este método dá sempre um resultado que nem sempre é preciso devido à proximidade dos limites entre as secções. Mais precisamente, existem dificuldades em identificar tipos de falhas de descargas parciais (PD) e falhas térmicas (T1, T2 e T3). Sendo assim Michel Duval criou também o triângulo 4 e 5 que permitem identificar mais rigorosamente os tipos de falha mais suscetíveis a erro, que em tudo são semelhantes ao triângulo 1 com algumas diferenças que passo a mencionar [11], [12].

Caso no triângulo 1 seja aferido que a falha é térmica (T1 ou T2) ou descarga parcial (PD), é usado o triângulo 4 (figura 7). Neste os três gases que se tem em conta são o Hidrogénio, Metano e Etano. Está dividido em cinco regiões:

- PD (descarga parcial);

- S (*stray gassing* do óleo mineral, $T < 200^{\circ}\text{C}$);
- C (*hot spots* com carbonização do papel, Temperatura $> 300^{\circ}\text{C}$);
- O (sobreaquecimento $< 250^{\circ}\text{C}$);
- ND (não determinado).

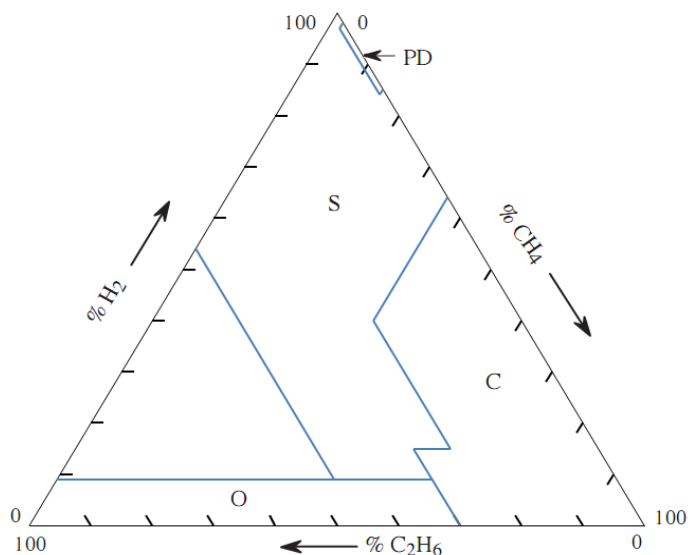


Figura 7 - Triângulo de Duval 4 para falhas térmicas de baixa temperatura e falhas no papel em transformadores imersos em óleo mineral.

Caso no triângulo 1 seja aferido que a falha é térmica (T2 ou T3), o triângulo 5 é usado (figura 8). Neste os três gases que se tem em conta são o etileno, metano e etano. Está dividido em sete regiões:

- PD (descarga parcial);
- S (*stray gassing* do óleo mineral, $T < 200^{\circ}\text{C}$);
- C (*hot spots* com carbonização do papel, Temperatura $> 300^{\circ}\text{C}$);
- O (sobreaquecimento $< 250^{\circ}\text{C}$);
- T2 (falha térmica de temperatura entre 300°C e 700°C);
- T3 (falha térmica de temperatura superior a 700°C);
- ND (não determinado).

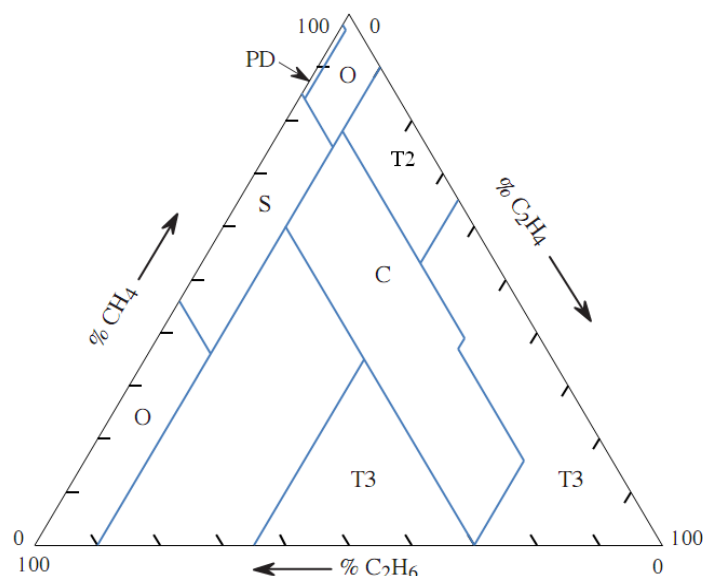


Figura 8 - Triângulo de Duval 5 para falhas térmicas e falhas no papel em transformadores imersos em óleo mineral.

2.2.2 - Testes Físicos e Químicos para avaliar a Qualidade do Óleo

Uma parte importante para estender o ciclo de vida de um transformador é a restauração da qualidade do fluido isolante do transformador. Testes físicos e químicos como *moisture test*, *interfacial tension test* (IFT), nível de oxigênio, índice de acidez, fator de potência e rigidez dielétrica [10], [13], [14] normalmente indicam as condições do óleo e características operacionais.

A *moisture* num transformador diminui a rigidez dielétrica do seu sistema de isolamento. A combinação de *moisture*, calor, e oxigênio são os fatores principais responsáveis pela evolução da degradação da celulose. A *interfacial tension* entre os fluidos de isolamento e a água é uma medida da força atrativa molecular entre moléculas diferentes na interface. Este teste permite detectar contaminações e produtos da deterioração. Existem várias maneiras de restaurar a qualidade do óleo, portanto, não é um indicativo da condição geral do transformador, pois se o fosse poderia levar a substituição do transformador.

Testes adicionais como a cor, aspeto visual, *flash point*, *pour point*, *specific gravity*, e viscosidade [10], [13], [14], detetam a presença de produtos deletérios de oxidação ou contaminação em transformadores já envelhecidos também são apropriados. Estes testes são recomendados pois são formas de determinar a aptidão de óleos recuperados.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
A razão de <i>moisture</i> /Óleo seco é superior a 2.5%.	<p>1. A presença de <i>moisture</i> com oxigénio é extremamente prejudicial para o papel isolante.</p> <p>2. <i>Moisture</i> e oxigénio formam ácidos e lodo, que fazem com que o arrefecimento do transformador seja menos eficiente, a temperatura vai aumentando aos poucos com o tempo e faz com que o papel perca a sua integridade.</p> <p>3. <i>Moisture</i> reduz a rigidez dielétrica do óleo.</p> <p>4. Se a razão for superior a 4%, há o risco de <i>flashover</i> (curto-circuito de alta voltagem que ocorre pelo ar entre condutores expostos) se a temperatura ultrapassar os 90°C.</p>	<p>1. A temperatura também é um fator importante na maneira como a água se distribui no óleo e no papel.</p> <p>2. Cada vez que a <i>moisture</i> dobra de valor num transformador, o ciclo de vida do isolamento encurta para metade.</p> <p>3. O processo é um ciclo vicioso que vai acelerando, pois, deteriorando o isolamento vai-se formar cada vez mais ácidos que causam mais envelhecimento.</p>	<p>1. O transformador deve ter sistema de secagem para retirar a <i>moisture</i> periodicamente.</p> <p>2. Os testes de DGA e Doble devem ser examinados.</p>

Tabela 2 - *Moisture test* ao óleo.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
O valor da tensão interfacial é inferior a 22 dine/cm.	<p>1. O óleo está bastante contaminado e há lodo em formação.</p> <p>2. Acumulação de lodo nos enrolamentos, isolamento, superfícies de arrefecimento. O ciclo de vida do transformador vai ser bastante reduzido.</p>	<p>1. Com o envelhecer do óleo, ele fica contaminado por produtos oxidantes provenientes do óleo e papel. Estes produtos oxidantes vão enfraquecer a superfície de tensão entre o óleo e a água e baixar o valor de IFT.</p> <p>2. IFT e o índice de acidez são bons indicadores de quando o óleo precisa de ser recuperado.</p>	1. O óleo deve ser recuperado quando se chega ao valor de 25 dine/cm.

Tabela 3 - Teste de IFT no óleo.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Concentração de oxigénio superior a 2000 ppm.	1. Alto teor de oxigénio indica uma fuga no conservador. 2. Oxigénio no óleo acelera o processo de deterioração do papel.	1. Para a mesma temperatura, isolamento de celulose com óleo com alto teor de oxigénio vai durar 10 vezes menos do que com um óleo com baixo teor de oxigénio. 2. A situação fica mais crítica se houver também um valor elevado de <i>moisture</i> .	1. O óleo deve ser desgaseificado e um novo inibidor de oxidação deve ser instalado quando o oxigénio chega a 10000 ppm. 2. É necessário efetuar o teste DGA.
Valor de Ditertiary Butyl Paracresol por o total do peso do óleo superior a 0.3%.	1. O inibidor está desgastado.	1. O inibidor de oxidação é essencial para estender o ciclo de vida de transformadores. 2. Tem como objetivo ser “atacado” pelo oxigénio em vez da celulose que constitui o isolamento.	1. O inibidor necessita de ser substituído. 2. O óleo precisa de ser tratado. 3. É necessário efetuar o teste DGA.

Tabela 4 - Teste do nível de Oxigénio no óleo.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Índice superior a 0.4 mg KOH/g.	1. Oxidação do isolamento e formação de ácidos e lodo. 2. Acumulação de lodo nos enrolamentos, isolamento, superfícies de arrefecimento. O ciclo de vida do transformador vai ser bastante reduzido.	1. Os ácidos atacam os metais do tanque e também a celulose, acelerando a degradação do isolamento. 2. IFT e o índice de acidez são bons indicadores de quando o óleo precisa de ser recuperado.	1. O óleo deve ser recuperado para prevenir formação de lodo quando o índice chega a 0.2 mg KOH/g.

Tabela 5 - Teste ao Índice de Acidez.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Fator de potência superior a 1% (a 25°C).	1. A integridade do isolamento do óleo pode estar comprometida. 2. Torna-se iminente a falha do transformador quando este valor é superior a 2%.	1. As perdas dielétricas indicam deterioração ou contaminação do óleo de produtos como água, carbono ou outras partículas condutoras. 2. Um padrão pode ser estabelecido à medida que o sistema de isolamento envelhece. 3. Os valores do teste devem ser comparados a anteriores ou testes da fábrica.	1. O óleo deve ser recuperado para prevenir formação de lodo quando o índice chega a 0.2 mg KOH/g.

Tabela 6 - Teste de Fator de Potência do Óleo.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
1. Tensão de rutura do óleo inferior a 20 kV (para tensões nominais < 288 kV). 2. Tensão de rutura do óleo inferior a 25 kV (para tensões nominais ≥ 287.5 kV).	Indica a quantidade de contaminação (água e oxidação) no óleo.	1. Este teste não é particularmente útil pois a <i>moisture</i> destrói a celulose do isolamento muito antes da rigidez dielétrica ter um valor alarmante.	1. O óleo deve ser recuperado. 2. É necessário efetuar o teste DGA.

Tabela 7 - Teste de Rigidez Dielétrica do Óleo.

2.2.3 - Testes ao Isolamento do Papel de celulose

A análise de furano, grau de polimerização e testes da razão de CO_2/CO [15] podem indicar um problema com o papel isolante, se o transformador estiver a ser sujeito a sobreaquecimentos, sobrecargas e envelhecimento.

A presença destes compostos está relacionada com a integridade do papel e é medida pelo seu *degree of polymerization* (DP). DP é o número médio de moléculas de glicose que constituem as cadeias de celulose. O valor de DP diminui com o tempo à medida que as moléculas de celulose quebram e fragmentam. Assume-se que o papel envelhece de uma forma mais rápida quando está sujeito a temperaturas elevadas e quando está em maior exposição a oxigénio. A figura 9 demonstra a relação da velocidade de depolimerização com o teor de água no papel e temperatura. Quando o teste de DP indica um valor igual ou inferior a 200, considera-se que o papel já perdeu toda a sua integridade mecânica e que o transformador chegou ao fim do seu ciclo de vida. À medida que o papel se degrada, um número específico de compostos furânicos são produzidos e dissolvidos no óleo. A degradação térmica do papel isolante pode ser monitorizada por análise de furano, especialmente quando se deve a condições de sobreaquecimento. Este campo tem sido alvo de estudos pois têm-se tentado encontrar maneiras de relacionar a presença de furano no óleo com o *degree of polymerization* (DP) do papel.

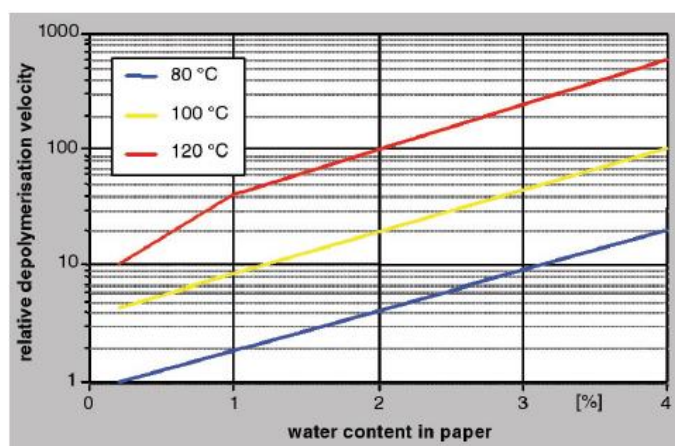


Figura 9 - Velocidade relativa de depolimerização a diferentes níveis de teor de água e temperatura, retirado de [6].

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Nível de furano superior a 250 ppb.	<p>1. Sobreaquecimento, oxidação, relâmpagos, ácidos e alto nível de <i>moisture</i> aceleram a destruição da celulose e formam compostos furânicos.</p> <p>2. Papel isolante está a ser deteriorado e a expectativa de vida do transformador está a reduzir drasticamente.</p>	<p>1. O furano é especialmente útil para estimar o tempo restante de vida do papel isolante e consequentemente do tempo de vida do transformador.</p> <p>2. Os valores do teste devem ser comparados a anteriores ou testes da fábrica.</p>	<p>1. O óleo deve ser recuperado.</p> <p>2. É necessário efetuar o teste DGA.</p> <p>3. Usar este valor em conjunto com os testes de IFT e índice de acidez.</p>

Tabela 8 - Teste de Análise de Furano.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
<i>Degree of polymerization</i> inferior a 200.	Toda a integridade mecânica do isolamento de celulose foi comprometida e o papel isolante chegou ao fim de vida.	<p>1. A molécula de celulose é composta por uma longa cadeia de anéis de glicose que formam a integridade mecânica da molécula e consequentemente do papel. À medida que o papel envelhece ou deteriora devido ao calor, ácidos, oxigénio e água, a cadeia entre os anéis começa a quebrar, e o grau de polimerização diminui.</p> <p>2. O grau de polimerização é o meio mais fidedigno de determinar a deterioração do papel e tempo de vida restante.</p>	<p>1. O transformador tem que ser substituído.</p> <p>2. Inspeção interna é necessária.</p>

Tabela 9 - Teste de DP.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
<i>CO₂/CO</i> inferior a 3.	<p>1. Perigo iminente de falha.</p> <p>2. Deterioração rápida e severa da celulose.</p>	<p>1. A molécula de celulose é composta por uma longa cadeia de anéis de glicose que formam a integridade mecânica da molécula e consequentemente do papel. À medida que o papel envelhece ou deteriora devido ao calor, ácidos, oxigénio e água, a cadeia entre os anéis começa a quebrar, e o grau de polimerização diminui.</p> <p>2. O grau de polimerização é o meio mais fidedigno de determinar a deterioração do papel e tempo de vida restante.</p>	<p>1. O transformador tem que ser substituído.</p> <p>2. Inspeção interna é necessária.</p>

Tabela 10 - Teste da razão de CO₂/CO.

2.2.4 - Teste de Termografia por Infravermelhos

A monitorização da temperatura usualmente não constitui um problema e é bastante relevante no processo de avaliação e determinação da influência de muitos outros parâmetros, como por exemplo a humidade presente no óleo ou no papel. Um aumento de temperatura pode indicar problemas de refrigeração ou perdas elevadas nos enrolamentos, núcleo, travessias, para-raios, cuba, LTC, radiador, sistema de refrigeração e bomba de óleo. Um aumento de 6 °C a 8 °C faz com que os processos de envelhecimento acelerem para metade do tempo. Um aumento de 75 °C causa uma falha imediata no transformador [16].

Este método é feito sem necessidade de contacto e permite identificar anomalias térmicas relacionadas com componentes elétricas e mecânicas que apresentam perdas de calor excessivas. Estas componentes emitem radiação na região do infravermelho do espectro eletromagnético, esta radiação é medida na superfície pretendida e convertida para sinais elétricos. É útil para detetar problemas térmicos no transformador como bloqueios no sistema de refrigeração, localizar problemas elétricos de ligações e *hotspots* (figura 10).

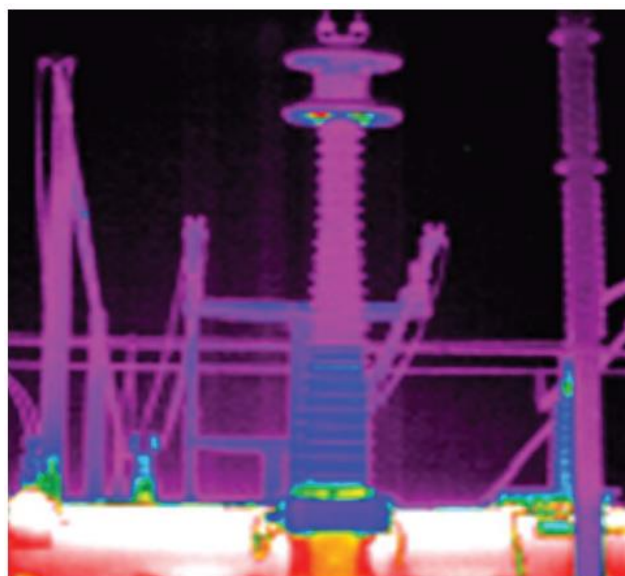


Figura 10 - Imagem em infravermelho de defeito nas travessias, retirada de [6].

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
1. Hot spot: padrões térmicos incomuns. 2. Medição de 75°C acima da temperatura ambiente.	1. Circulação de correntes de fuga. 2. Ventilação bloqueada. 3. Mau contacto no LTC. 4. Fuga de óleo. 5. Entrada de <i>moisture</i> e ar. 6. Falha catastrófica é iminente que pode destruir equipamento nas imediações e pôr em risco trabalhadores.	1. Temperaturas elevadas anormais podem danificar ou destruir o sistema de isolamento e, portanto, reduzir o tempo de vida esperado do ativo. 2. Um aumento de temperatura de 8°C a 10°C pode resultar na redução da vida do transformador em metade. 3. Os valores do teste devem ser comparados a anteriores ou testes da fábrica.	1. Retirar a alimentação imediatamente e substituir o transformador.

Tabela 11 - Teste de Termografia por Infravermelhos.

2.2.5 - Testes do fator de potência

O teste de fator de potência é importante para determinar a condição do isolamento do transformador porque consegue detetar a integridade do isolamento nos enrolamentos, travessias, para-raios, cuba, e no óleo. A condição das travessias também pode ser determinada pela medição da capacitância. Um aumento no fator de potência pode ser o resultado de *moisture* ou compostos polares ou iónicos no óleo [17]. O envelhecimento das travessias tem como causa uma quebra das camadas de papel baquetilizado e uma impregnação não homogénea no óleo isolante. O tempo de vida das travessias isoladas com camadas de papel baquetilizado (*resin-bonded paper*) difere bastante, mas não deverá ultrapassar os 30 anos.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Fator de potência superior a 0.5% (a 20°C).	1. O isolamento dos enrolamentos, travessias e sistema de isolamento está comprometido. 2. A falha do transformador é iminente quando o fator de potência ultrapassa os 2%.	1. As perdas dielétricas indicam deterioração ou contaminação do sistema de isolamento por produtos como água, carbono ou outras partículas condutoras. 2. Um padrão consegue ser estabelecido à medida que o sistema de isolamento envelhece. 3. Os valores do teste devem ser comparados a anteriores ou testes da fábrica.	1. Inspeção interna deve ser considerada antes de realimentar o transformador. 2. Se o problema for severo, o transformador pode ter de ser retirado de serviço.

Tabela 12 - Teste do Fator de Potência.

2.2.6 - Teste da Capacitância

À medida que o transformador envelhece e eventos como relâmpagos que atingem as imediações ou através de falhas, ocorrem mudanças nas medições da capacitância, o que indica deformação no enrolamento e problemas estruturais como no suporte dos enrolamentos e núcleo. Cerca de 90% das falhas nas travessias podem ser atribuídas a entrada de humidade.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Alterações das capacitâncias.	1. Perdas nas travessias e entrada de <i>moisture</i> . 2. Deformação nos enrolamentos, suporte dos enrolamentos danificado devido a eventos como relâmpagos que atingem as imediações ou através de falhas.	1. Um padrão consegue ser estabelecido à medida que o sistema de isolamento envelhece. 2. Os valores do teste devem ser comparados a anteriores ou testes da fábrica.	1. Os resultados do teste também são evidenciados com um aumento de fator de potência. 2. Inspeção interna deve ser considerada antes de realimentar o transformador. 3. Se o problema for severo, o transformador pode ter de ser retirado de serviço.

Tabela 13 - Teste de Capacitância.

2.2.7 - Teste à Corrente de Excitação

O propósito deste teste é detetar espiras curto-circuitadas, *core delaminations*, problemas no LTC e outros possíveis problemas no núcleo e enrolamentos. Este teste [18], [19] mede a tensão numa fase, a corrente, o desfasamento entre eles, tipicamente no lado de mais alta tensão com os terminais do outro enrolamento em circuito aberto. Em transformadores trifásicos os resultados também são comparados entre fases. As correntes medidas magnetizam o núcleo e geram campos magnéticos nos enrolamentos.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
1. Diferença entre as correntes de excitação de duas fases superior a 5% para correntes de excitação estipuladas inferiores a 50 mA. 2. Diferença entre as correntes de excitação de duas fases superior a 10% para correntes de excitação estipuladas maiores ou iguais a 50 mA.	1. Existem espiras curto-circuitadas, <i>core delamination</i> , problemas no LTC. 2. Existe um problema interno se o valor medido for superior a estes limites.	1. Quando as ligações elétricas enfraquecem, a relutância do núcleo magnético é alterada, resultando numa mudança da corrente de excitação medida. 2. Este teste depende da relutância do núcleo. 3. Um padrão consegue ser estabelecido à medida que o sistema de isolamento envelhece. 4. Os valores do teste devem ser comparados a anteriores ou testes da fábrica.	1. Outros testes devem apresentar resultados anormais também. 2. Inspeção interna deve ser considerada antes de realimentar o transformador. 3. Se o problema for severo, o ativo pode ter de ser retirado de serviço.

Tabela 14 - Teste à Corrente de Excitação.

2.2.8 - Frequency Response Analysis (FRA)

O FRA é usado para detetar possíveis deformações e movimentações no núcleo do transformador, na bobina e outras falhas internas [18].

A impedância do transformador está relacionada com os seus aspetos construtivos e geometria dos enrolamentos. Deformações e movimentações têm um efeito tanto na indutância como na capacitância que se pode refletir na resposta em frequência. Uma mudança na estrutura mecânica vai alterar a resposta em frequência. Uma mudança na performance elétrica devido a descargas parciais também resulta num maior *damping* de frequências de ressonância.

Diferentes mecanismos em processo de envelhecimento podem ser detetados através do respetivo intervalo de frequência. Espiras curto-circuitadas ou circuitos abertos são caracterizados por perdas dielétricas de baixas frequências. Movimentações ou estragos no

núcleo encontram-se na gama média de frequência. Por fim o deslocamento ou estragos nos enrolamentos representam a gama de alta frequência.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Mudança de forma superior a 3 dB.	1. Deslocamento ou dano nos enrolamentos se a frequência for superior a 10000 Hz. 2. Núcleo não fixo ou danificado se a frequência for inferior a 5000 Hz. 3. Existem espiras curto-circuitadas, circuitos abertos, ou <i>core grounds</i> depois de uma falha, por exemplo se a frequência for inferior a 2000 Hz.	1. Através da forma da função de transferência do enrolamento, este teste identifica dano que ocorreu durante o transporte ou durante uma falha. 2. Os valores do teste devem ser comparados a anteriores ou testes da fábrica.	1. Outros testes devem apresentar resultados anormais também. 2. Inspeção interna deve ser considerada antes de realimentar o transformador. 3. Se o problema for severo, o transformador pode ter de ser retirado de serviço.

Tabela 15 - Análise da reposta em frequência.

2.2.9 - Teste de Vibrações

A vibração pode resultar de partes do transformador que estejam soltas como por exemplo o núcleo. Pode demonstrar que uma inspeção interna é necessária. A informação obtida com este teste serve de complementa a informação obtida na detecção ultrassônica ou acústica e no DGA.

2.2.10 - Teste à razão de espiras

O valor de referência especificado pelo fabricante é comparado ao valor medido. Este teste deteta curto-circuitos e circuitos abertos entre espiras da mesma bobina, que indicam falhas de isolamento. Deve-se medir em todas as posições da LTC e em todas as fases e pode indicar necessidade de uma inspeção interna ou remoção de serviço.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Mudança da razão superior a 0.5% do valor referência do fabricante.	<p>1. Valor superior ao limite resulta de curtos-circuitos, circuitos abertos ou falha de isolamento para transformadores envelhecidos.</p> <p>2. Este valor limite é de 0.1% para transformadores novos.</p>	Os valores do teste são comparados com valores de testes anteriores ou os valores do fabricante.	<p>1. Colocar o LTC na posição da qual a tensão nominal é baseada.</p> <p>2. Os testes de DGA e Doble já foram efetuados.</p>

Tabela 16 - Teste à razão de espiras.

2.2.11 - Teste Reatância de Fugas

Este teste após realização, deve ser comparado com o valor referência do fabricante, testes anteriores e com valores de unidades semelhantes para detetar deformações no núcleo ou enrolamentos devido a danos durante o transporte, falhas ou *ground faults*.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Diferença para o valor referência do fabricante superior a 3%.	<p>1. Estas alterações indicam deformação nos enrolamentos, <i>displaced wedging</i> e no suporte dos enrolamentos à medida que eventos como um relâmpago atingir as imediações, falhas, etc.</p> <p>2. Deformações nos enrolamentos podem levar a uma falha imediata do transformador ou uma pequena deformação pode levar a uma falha no futuro.</p>	<p>1. Quando uma distorção do enrolamento acontece, a relutância ao fluxo magnético é alterada, resulta numa alteração da reactância de fugas medida.</p> <p>2. Este teste depende da relutância de espaços.</p> <p>3. É possível estabelecer um padrão à medida que o transformador envelhece.</p> <p>4. Os valores do teste são comparados a testes anteriores ou valores referência do fabricante.</p>	<p>1. Este teste complementa o teste de capacitância e de corrente de excitação.</p> <p>2. Inspeção interna é recomendada antes da realimentação.</p> <p>3. Se o problema é grave, o transformador pode ter que ser retirada de serviço.</p>

Tabela 17 - Teste Reatância de Fugas.

2.2.12 - Core to Ground Resistance

Testar a ligação à terra permite detetar se há algum problema na ligação núcleo-terra, como por exemplo a conexão estar folgada. Também suplementa resultados do teste DGA, se este apresentar presença de gases metais. Para detetar ligações não intencionais, a ligação intencional entre o núcleo e o tanque (cuba) tem de ser removida. Se a ligação intencional estiver intacta, a o valor da resistência medida deverá ser bastante baixo.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Resistência superior a 1000 MΩ.	Transformador novo.	Um padrão consegue ser estabelecido à medida que o sistema de isolamento envelhece.	1. A ligação núcleo-terra não intencional tem de ser corrigida antes de realimentar se a resistência medida for inferior a 10 MΩ. 2. Este teste é necessário se o DGA apresentar valores elevados de Etileno, Etano e Metano e todas as ligações estão boas de acordo com o teste de resistência dos enrolamentos.
Resistência superior a 100 MΩ.	Transformador com algum tempo de serviço.		
Resistência entre 10-100 MΩ.	Isolamento deteriorado entre o núcleo e a terra.		
Resistência inferior a 10 MΩ.	É suficiente para causar correntes de circulação destrutivas.		

Tabela 18 - Teste à Resistência Core to Ground.

2.2.13 - Resistência dos Enrolamentos

A medição rigorosa da resistência dos enrolamentos pode detetar *broken conductor strands*, ligações soltas e maus contactos no LTC. Resultados destas medições pode indicar necessidade de inspeção interna. Esta informação suplementa o resultado do DGA, se este apresentar *heat gases*. De notar que quando comparado os valores com os testes efetuados na fábrica, pode ser necessário aplicar a correção de temperatura.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Mudança superior a 5% do valor da resistência em relação ao valor referência expresso pelo fabricante.	1. Ligações soltas nas travessias, LTC e no para raios podem ser detetadas. 2. Espiras dos enrolamentos curto-circuitadas ou circuito aberto nas espiras.	Os valores do teste são comparados com valores de testes anteriores ou os valores do fabricante, para a mesma temperatura de referência.	1. Este teste é necessário se os valores de C_2H_4 , C_2H_6 e CH_4 apresentam valores acima do normal no teste DGA. 2. Os testes de relação das espiras, FRA e de Doble podem indicar a necessidade deste teste à Resistência dos enrolamentos.

Tabela 19 - Teste à Resistência dos enrolamentos.

2.2.14 - Ultrasonic and Sonic Fault Detection Tests

Descargas parciais ocorrem quando o sistema de isolamento tem uma falha local do meio isolante e causa uma redistribuição de cargas no sistema. Também pode haver mudanças no impulso original (elétrico, mecânico, acústico e ótico) devido às características de propagação do meio isolante. Sistemas de medição de descargas parciais dependem da largura de banda. Com o conhecimento das características do impulso (espectral e forma de onda) é possível com diferentes métodos localizar a falha.

O processo de diagnóstico é baseado na avaliação da deformação do sinal dos pulsos da descarga parcial no interior do transformador, recorrendo a algoritmos matemáticos. Este teste deteta descargas parciais e ocorrência de arcos elétricos dentro do transformador. Os aparelhos que efetuam estas medições também detetam partes soltas dentro do transformador que causam descargas parciais, faíscas (sparking) e arcos elétricos. *Sonic testing* consegue detetar aumento de barulho e vibrações nas bobinas e núcleo (devido a partes soltas), também nas bombas do óleo e nas ventoinhas (sistema de ventilação). Informação destes testes suplementa testes como DGA e fornece informação adicional para testes ao transformador quando não alimentado, como *Core to Ground Resistance Test* e Teste à Resistência dos Enrolamentos.

Limite	Diagnóstico	Interpretação	Medidas
Frequência: audível.	<p>1. As descargas parciais ocorrem maioritariamente perto do topo do transformador, onde existe maior stress elétrico, e, portanto, facilmente identificável a localização.</p> <p>2. Se as descargas parciais forem no interior dos enrolamentos podem não ser possível detetar e localizar.</p> <p>3. Partes soltas dentro do transformador podem ser localizadas com este teste.</p> <p>4. Deteção de falhas através de sons audíveis pode indiciar problemas mecânicos como fugas de gás e partes soltas.</p>	<p>1. As descargas de baixa energia, emitem energia na ordem dos 20 kHz até 200 kHz. Estas frequências estão acima do audível.</p> <p>2. Os valores do teste são comparados a testes anteriores ou valores referência do fabricante.</p>	<p>1. Este teste deve ser efetuado quando o DGA apresenta níveis de Hidrogénio a aumentar significativamente. Metano, Etileno, Etano e Acetileno podem estar a aumentar também.</p> <p>2. Inspeção interna deve ser considerada.</p> <p>3. Este defeito é facilmente remediado.</p>

Tabela 20 - Ultrasonic and Sonic Fault Detection Tests.

2.2.15 - Inspeção interna e visual

Se uma inspeção interna é considerada absolutamente necessário, deve ser executada por alguém com experiência na área e que saiba onde procurar os defeitos. Não existem muitas razões que levem a uma decisão destas, no entanto menciono as que assim o exigem:

- Corona nas travessias, para-raios e nas conexões de alta tensão;
- Ligações mecânicas erradas no conservador, *bladder*, *breather*, etc.;
- Resultados do DGA que indicam aumentos de geração de Acetileno, Etileno e Etano;
- Ligações à terra não intencionais;
- Enrolamentos soltos;

- Baixa razão de CO_2/CO ;
- Elevado teor de compostos furânicos.

2.3 - Metodologias de Manutenção para Subestações

A terminologia standard SS-EN 13306 (2001) define manutenção como: “*Combination of all technical, administrative, and managerial actions during the life cycle of an item intended to retain it in, or restore it to, a state in which it can perform the required function.*”

A partir da definição é possível perceber a existência de dois tipos distintos de estratégia de manutenção, “... *to retain it in, or restore it to...*”, sendo que a primeira é uma abordagem preventiva, com objetivo de evitar falhas/avarias no ativo em questão. E a segunda uma abordagem corretiva, onde após uma falha/avaria é tomada uma ação de correção. Na figura 11 é possível ver as estratégias existentes.

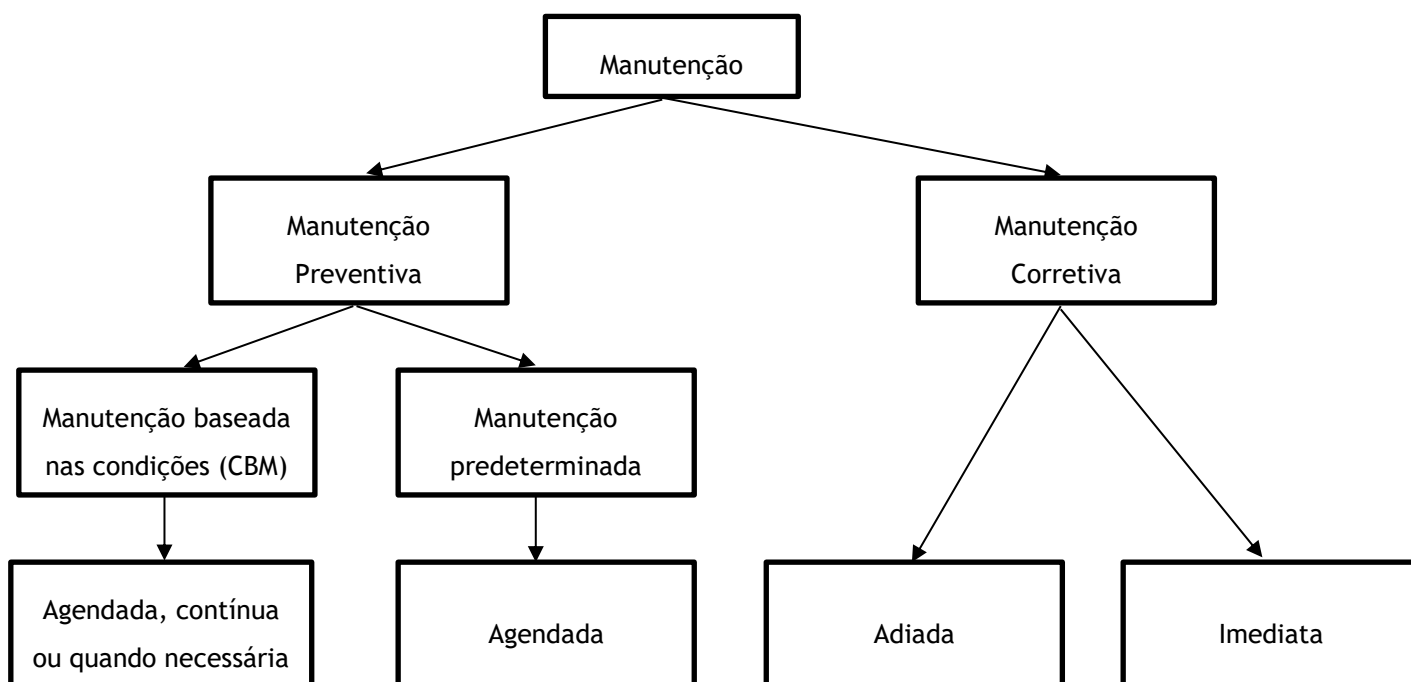


Figura 11 - Diferentes tipos de manutenção de acordo com SS-EN 13306.

A terminologia standard SS-EN 13306 define manutenção corretiva como: “*Maintenance carried out after fault recognition and intended to put an item into a state in which it can perform a required function.*”

É um tipo de manutenção que só é possível aplicar em componentes que não sejam essenciais para o funcionamento do sistema no geral, pois se assim o for leva a baixos níveis de fiabilidade do mesmo. Nesta dissertação, ao tratar de ativos da subestação como transformadores, torna-se impraticável.

Passando para o segundo tipo de estratégia de manutenção a terminologia standard SS-EN 13306 define manutenção preventiva como: “*Maintenance carried out at predetermined intervals or according to prescribed criteria and intended to reduce the probability of failure or the degradation of the functioning of an item.*”

Também nesta definição é possível perceber em “*...predetermined intervals or according to prescribed criteria...*”, que esta categoria se divide em duas, a manutenção predeterminada e a CBM.

A manutenção predeterminada é agendada sem ter em conta a monitorização das condições do ativo. Isto leva a que possa ocorrer sobre manutenção e sub-manutenção, em que ambos se traduzem em custos adicionais para a entidade responsável e numa diminuição de disponibilidade do sistema.

Devido aos problemas que surgem nas estratégias apresentadas acima, surge a CBM como solução mais eficiente. Butcher (2000) define CBM como “*a set of maintenance actions based on real-time or near real-time assessment of equipment condition, which is obtained from embedded sensors and/or external tests & measurements taken by portable equipment.*”. Para ser possível de pôr em prática é necessária uma maior sensorização do sistema, que implica um investimento, mas que será compensado durante o ciclo de vida do mesmo. O objetivo é avaliar as diversas componentes e perceber a sua condição, ou seja, a evolução da degradação, atempadamente, de forma a evitar falhas e a permitir a gestão de ações de manutenção do sistema como um todo. Devido aos aspetos positivos mencionados acima, esta estratégia foi a escolhida nesta dissertação para aplicar ao sistema em causa, a subestação.

Uma possível arquitetura de CBM é a demonstrada na figura 12.

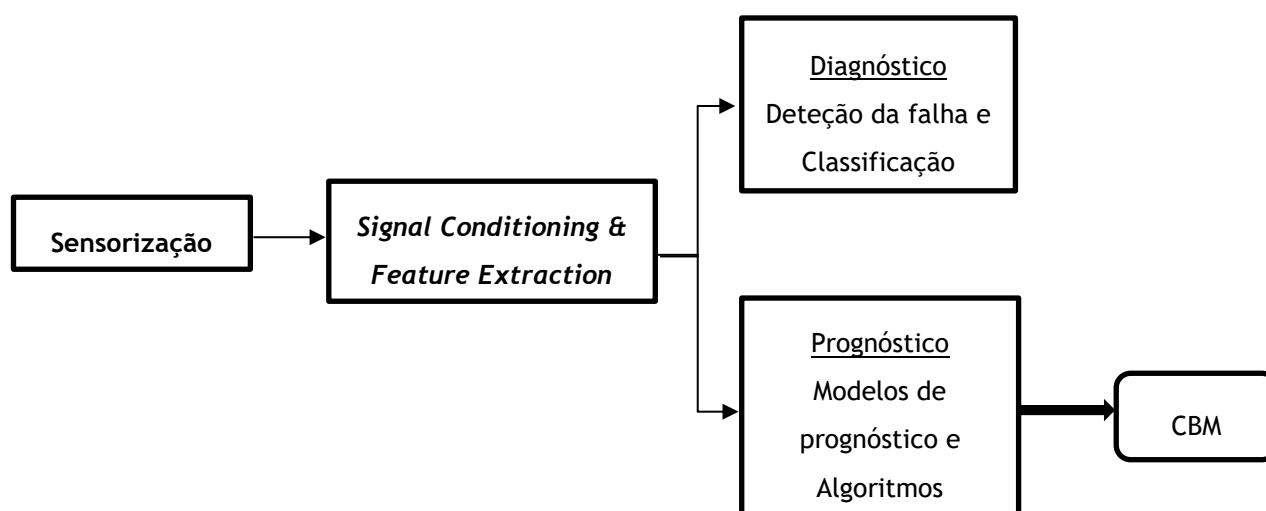


Figura 12 - Representação da arquitetura para CBM, adaptado de [20].

Dentro da estratégia CBM mencionada, entra aqui uma componente essencial do processo, que é a TICM (Transformer Intelligent Condition Monitoring), que é definida pelo CIGRE como:

“the process of using transformer fundamental knowledge, sensing, data acquisition and processing systems to collect raw or pre-processed data, store it, and translate it to a common actionable output, that describes the units and/or components condition, with the use of analytical techniques.” [3].

Capítulo 3

Sistema Fuzzy

Neste capítulo vai-se descrever de uma forma resumida como se processa a lógica *fuzzy*, que consiste numa breve descrição das suas componentes e funcionamento, também será abordado o seu enquadramento no trabalho desenvolvido nesta dissertação.

Lofti Zadeh, que é considerado o pai da lógica *fuzzy* afirmou: “... *the fact remains that... imprecisely defined ‘classes’ play an important role in human thinking, particularly in the domains of pattern recognition, communication of information and abstraction.*” [21]. No documento [21], [22] é mencionado várias vezes o Princípio de Incompatibilidade que vem de encontro à problemática desta dissertação: “*As the complexity of a system increases, our ability to make precise and yet significant statements about its behavior diminishes until a threshold is reached beyond which precision and significance (or relevance) become almost mutually exclusive characteristics*”.

Pelas frases supra referenciadas percebe-se que nesta dissertação, a lógica *fuzzy* aparece como método escolhido para o desenvolvimento da metodologia em causa. Citando mais uma vez Lofti Zadeh: “*The closer one looks at a real-world problem, the fuzzier becomes its solution.*” [21], [22].

Os métodos de lógica *fuzzy* podem ser utilizados para codificar conhecimento empírico e experiência adquirida no contexto de manutenção de um transformador e aferição da sua condição. Os modelos criados recorrendo à lógica *fuzzy*, como permitem incorporar valores não exatos ou variáveis qualitativas, simulam processos de raciocínio (figura 13). É então traduzido em termos matemáticos um conhecimento impreciso ou uma avaliação subjetiva, permitindo atribuir um grau de pertença de um elemento a um conjunto difuso. Esta particularidade é importante nesta área pois ao avaliar a condição de transformadores, por exemplo nas inspeções visuais, o resultado pode ser uma categoria como “Bom” ou “Mau”, e não um valor exato [23].

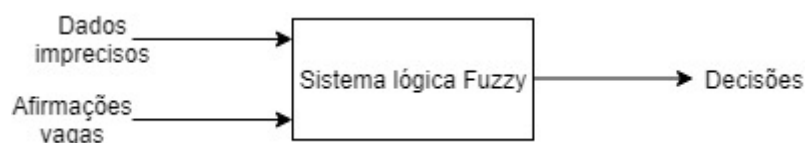


Figura 13 - Configuração Sistema Fuzzy.

O SLF consiste num mapeamento não linear de um ou mais input de dados para um output que será traduzido em uma ou mais ações. O sistema tem como objetivo extrair e interpretar a informação proveniente de diagnósticos realizados ao transformador para gerar uma ação de resposta apropriada às condições na qual o ativo se encontra. A aplicação deste modelo é pertinente pois o sistema inclui imprecisões associadas com as medições e intervalos aceitáveis.

Durante a operação do transformador, a máquina sofre diferentes tipos de stress simultaneamente, que fazem com que a análise do mesmo se torne bastante complexa. Construindo um modelo analítico para avaliar o estado do transformador é algo bastante simplificado e considerado pouco preciso [2]. Usando um sistema de lógica *fuzzy* torna-se possível obter uma ferramenta eficaz para gestão de ativos e tomadas de decisão. O SLF, figura 14, está dividido em 4 partes, fuzificação, regras, inferência e defuzificação.

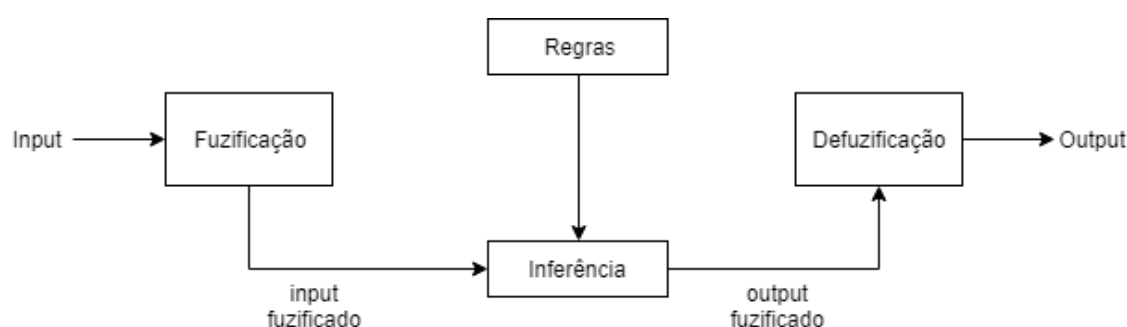


Figura 14 - Sistema de Lógica Fuzzy.

O processo da lógica *fuzzy* segue o seguinte algoritmo [24]:

- 1) Definir variáveis linguísticas e termos (inicialização);
- 2) Construção das funções de pertença (inicialização);
- 3) Definir as regras (inicialização);
- 4) Conversão da data input em valores *fuzzy* usando as funções de pertença (fuzificação);
- 5) Avaliação por parte das regras (inferência);
- 6) Combinação dos resultados de cada regra (inferência);
- 7) Conversão do output *fuzzy* em valores não *fuzzy* (defuzificação).

Variáveis linguísticas

São as variáveis de input ou output do sistema, cujos valores são palavras ou frases e não valores numéricos. Uma variável linguística geralmente é decomposta num conjunto de termos linguísticos. Quando olhamos para as concentrações de etileno dissolvido no óleo do transformador para qualificar o valor no cotidiano usamos termos como “baixo” e “elevado”. De acordo com os intervalos recomendados do IEEE o conjunto das variáveis linguísticas da concentração do etileno será, $C(C_2H_4) = \{\text{Condição 1, Condição 2, Condição 3, Condição 4}\}$. Cada membro deste conjunto é um termo linguístico que abrange uma parte da possibilidade dos valores do etileno.

Funções de pertença

São usadas nos processos de fuzificação e defuzificação do sistema, ou seja, para mapear os valores de input não *fuzzy* em termos de linguagem *fuzzy* e vice-versa. Serve para quantificar um termo linguístico, na figura 15 podemos ver um exemplo de como podem ser esboçados as funções de pertença para os termos linguísticos descritos em cima acerca da concentração do etileno. De notar que os valores não têm de integrar em apenas uma única função de pertença, pode pertencer a mais que uma simultaneamente. Podem ser de diferentes formas, desde triangular, trapezoidal, gaussiana, etc. (figura 16) e a escolha das mesmas é arbitrária e feita de acordo com a experiência do utilizador.

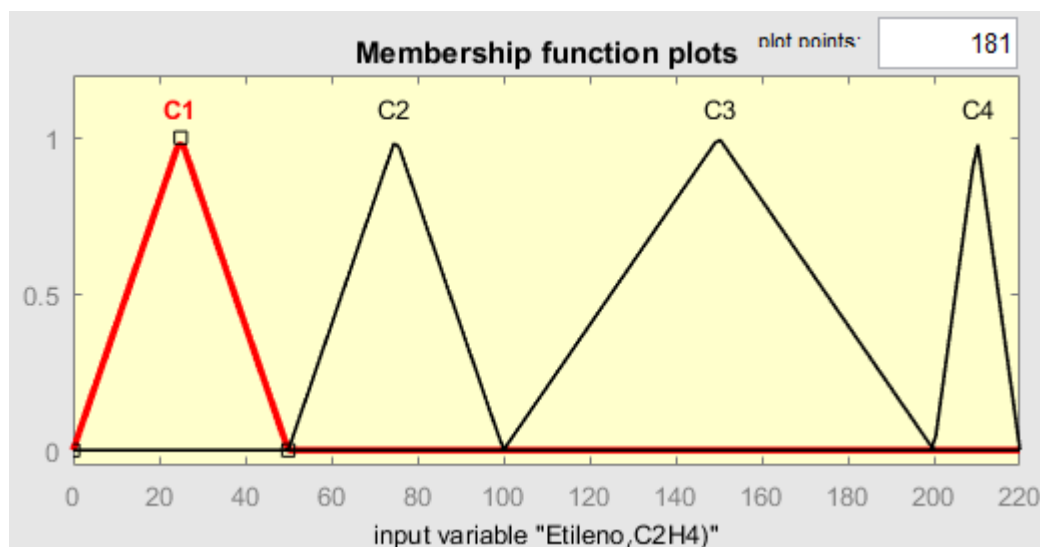


Figura 15 - Funções de pertença das Concentrações de etileno (ppm) dissolvidas no óleo.

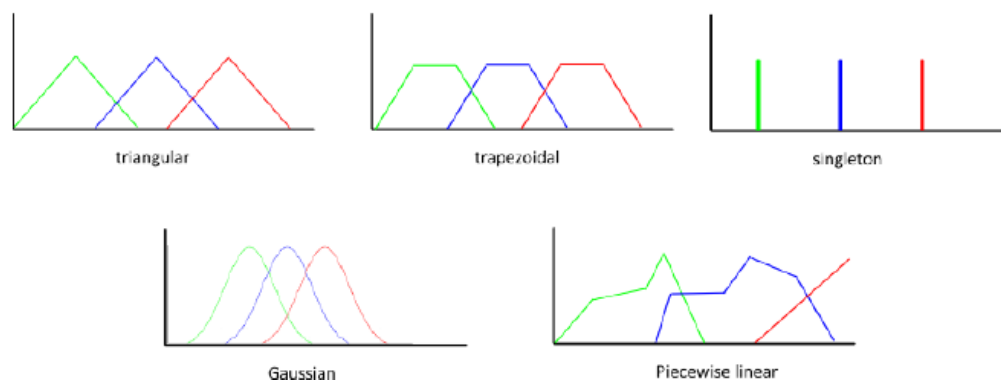


Figura 16 - Diferentes tipos de Funções de pertença, retirado de [24].

Regras fuzzy

São estas que vão controlar a variável do output. Consistem num simples IF-THEN com uma condição e conclusão. Continuando o exemplo do etileno, ao avaliar apenas uma entrada e atribuindo-a a uma condição que vai de 1 a 4, temos o exemplo das regras na figura 17.

Figura 17 - Regras fuzzy para Concentrações de Etileno (ppm) dissolvidas no óleo.

Operações com conjuntos fuzzy

As operações com conjuntos *fuzzy* servem para realizar as avaliações das regras *fuzzy* e também para a combinação dos resultados de cada regra. As operações feitas com conjuntos *fuzzy* são diferentes das operações normalmente feitas, com conjuntos não *fuzzy*. Sendo μ_A e μ_B as funções de pertença dos conjuntos *fuzzy* A e B, respetivamente. A tabela 21 mostra as operações possíveis de OR e AND com estes conjuntos.

OR (Union)		AND (intersection)	
MAX	$Max\{\mu_A(x), \mu_B(x)\}$	MIN	$Min\{\mu_A(x), \mu_B(x)\}$
ASUM	$\mu_A(x) + \mu_B(x) - \mu_A(x)\mu_B(x)$	PROD	$\mu_A(x)\mu_B(x)$
BSUM	$Min\{1, \mu_A(x) + \mu_B(x)\}$	BDIF	$Max\{0, \mu_A(x) + \mu_B(x) - 1\}$

Tabela 22 - Operações com conjuntos *fuzzy*, retirado de [24].

Após avaliar o resultado de cada regra, estes têm de ser combinados para obter um resultado final, processo que se chama de inferência. Esta combinação pode ser feita de diferentes maneiras. Na tabela 22, encontram-se possíveis métodos de acumulação que são usados para combinar os resultados das diferentes regras.

Operation	Formula
Maximum	$Max\{\mu_A(x), \mu_B(x)\}$
Bounded sum	$Min\{1, \mu_A(x) + \mu_B(x)\}$
Normalized sum	$\frac{\mu_A(x) + \mu_B(x)}{Max\{1, Max\{\mu_A(x'), \mu_B(x')\}\}}$

Tabela 21 - Métodos de Acumulação, retirado de [24].

Defuzificação

Após o passo de inferência, o resultado obtido é um valor *fuzzy*. Este valor precisa de ser defuzificado para se obter um valor *crisp*. Este passo é executado de acordo com a função de pertença da variável de *output*. Existem diferentes algoritmos de defuzificação, sendo que os mais comuns são os da tabela 23.

Operation	Formula
Center of Gravity	$U = \frac{\int_{min}^{max} u \mu(u) du}{\int_{min}^{max} \mu(u) du}$
Center of Gravity for Singletons	$\frac{\sum_{i=1}^p [u_i \mu_i]}{\sum_{i=1}^p [\mu_i]}$
Left Most Maximum	$U = inf(u'), \mu(u') = sup(\mu(u))$
Right Most Maximum	$U = sup(u'), \mu(u') = sup(\mu(u))$

Tabela 23 - Algoritmos de Defuzificação, retirado de [24].

Capítulo 4

Metodologia

Devido à complexidade descrita previamente de um sistema completo de aferição da condição do transformador, nesta dissertação foi desenvolvido um sistema representativo que consiste em avaliar os resultados de um teste de diagnóstico, o DGA. A metodologia seguida será descrita neste capítulo demonstrando passo a passo o processo.

Como já referido anteriormente o DGA indica as concentrações de 7 gases diferentes em ppm de óleo. Estes gases são o hidrogénio, metano, acetileno, etileno, etano, monóxido de carbono e dióxido de carbono. Sendo que destes, todos são combustíveis à exceção do Dióxido de carbono.

Ao longo da explicação do procedimento irei demonstrar como foi concebido o sistema *fuzzy* demonstrando a ferramenta desenvolvida.

O IEEE define as concentrações de gases dissolvidos no óleo em 4 condições. A Condição 1 indica que o transformador opera satisfatoriamente. A condição 2 já indica que algum problema é identificável no teste. A condição 3 implica níveis de elevada decomposição do óleo. Por fim a condição 4 indica decomposição excessiva e a continuação do funcionamento do transformador poderá resultar numa falha iminente [15].

É tido como pressuposto que este método é realizado em transformadores novos, recentemente reparados ou em transformadores que já estão em operação há algum tempo, mas do qual não se tem o histórico. Isto porque se existe a possibilidade de aceder ao histórico do ativo, o procedimento será diferente.

Os valores usados como referência para classificar os gases na devida condição encontram-se na seguinte tabela:

Estado	Hidrogénio (H_2)	Metano (CH_4)	Acetileno (C_2H_2)	Etileno (C_2H_4)	Etano (C_2H_6)	Monóxido de Carbono (CO)	Dióxido de Carbono (CO_2)	TDCG
Condição 1	0-100	0-120	0-1	0-50	0-65	0-350	0-2500	0-720
Condição 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condição 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condição 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabela 24 - Limites de concentrações dos gases [$\mu\text{L/L}$ (ppm)].

Estes valores são os usados para a construção das funções de pertinência. A título de exemplo na figura 18 demonstra-se a forma das funções de pertinência para o etano na ferramenta.

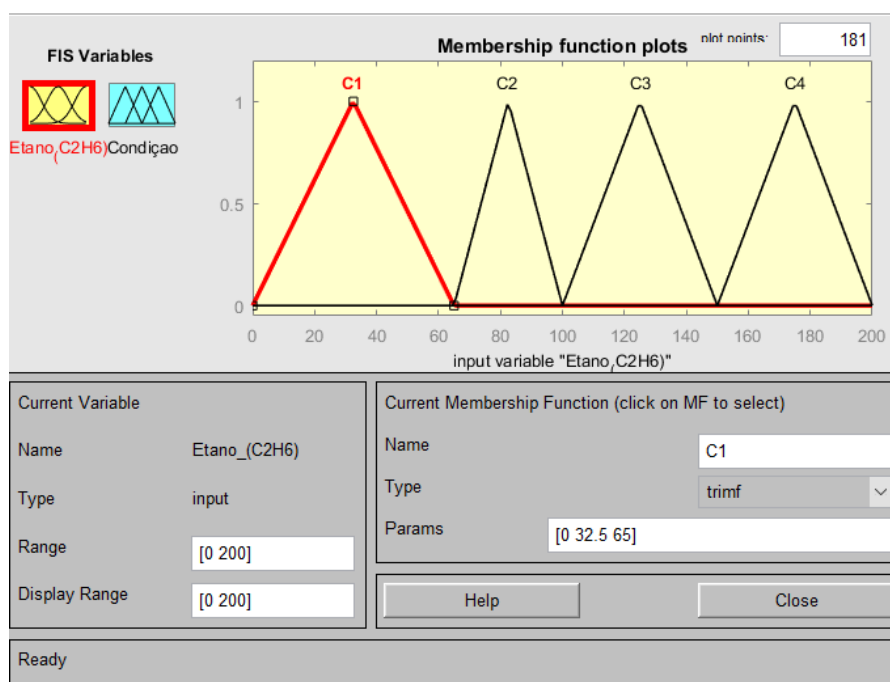


Figura 18 - Funções de pertinência da variável Etano no *Matlab*.

A condição do transformador será igual à condição do gás em pior situação, ou seja, mesmo numa situação em que apenas um gás se situe na condição 3 e os restantes numa condição inferior (mais favorável), a condição atribuída ao transformador será 3.

De seguida procede-se a uma nova amostragem do óleo para uma nova avaliação DGA. Este passo é essencial porque um dado volume substancial de gás pode ser gerado ao longo de muito tempo devido a uma falha relativamente insignificante ou num período curto devido a uma falha mais grave. Posto isto entende-se a necessidade de ter a noção a evolução de geração do gás/gases em causa. O cálculo da evolução de geração dos gases combustíveis (de notar que dos 7 mencionados acima, apenas o dióxido de carbono não é combustível). A fórmula para este cálculo é:

$$R = \frac{(A_2 - A_1) * V * 10^{-6}}{d}$$

Onde:

- R é a taxa de geração (litros/dia);
- A_1 é a primeira amostra (microlitros/litro);
- A_2 é a segunda amostra (microlitros/litro);
- V é o volume do óleo no tanque (litros);
- d é o intervalo entre a primeira e segunda amostra (dias).

Obtendo o R , é possível seguindo de novo recomendações do IEEE, com base nos valores de TDCG, obter uma decisão quanto ao intervalo que se deverá entre análises no futuro e também quanto a procedimentos a realizar no ativo. Para a mesma condição do transformador, tem-se em conta a evolução de geração calculado anteriormente, sendo que quanto maior for, indica um problema de maior gravidade e daí os intervalos de amostragem serão menores. A seguinte tabela demonstra isso mesmo:

	TDCG ($\mu\text{L/L}$)	R ($\mu\text{L/L/dia}$)	Recomendações	
			Intervalo de amostragem	Procedimentos de atuação
Condição 1	≤ 720	<10	Anual	Continuar funcionamento normal.
		10-30	Trimestral	
		>30	Mensal	Cautela. Analisar os gases individualmente. Determinar <i>load dependence</i> .
Condição 2	721 - 1920	<10	Trimestral	Cautela. Analisar os gases individualmente. Determinar <i>load dependence</i> .
		10-30	Mensal	
		>30	Mensal	
Condição 3	1921 - 4630	<10	Mensal	Elevada cautela. Analisar os gases individualmente. Planear interrupção de serviço. Contactar o fabricante.
		10-30	Semanal	
		>30	Semanal	
Condição 4	> 4630	<10	Semanal	Elevada cautela. Analisar os gases individualmente. Planear interrupção de serviço. Contactar o fabricante.
		10-30	Diária	
		>30	Diária	

Tabela 25 - Procedimentos a seguir

O sistema no *Simulink* que executa o até agora explicado encontra-se na figura 19.

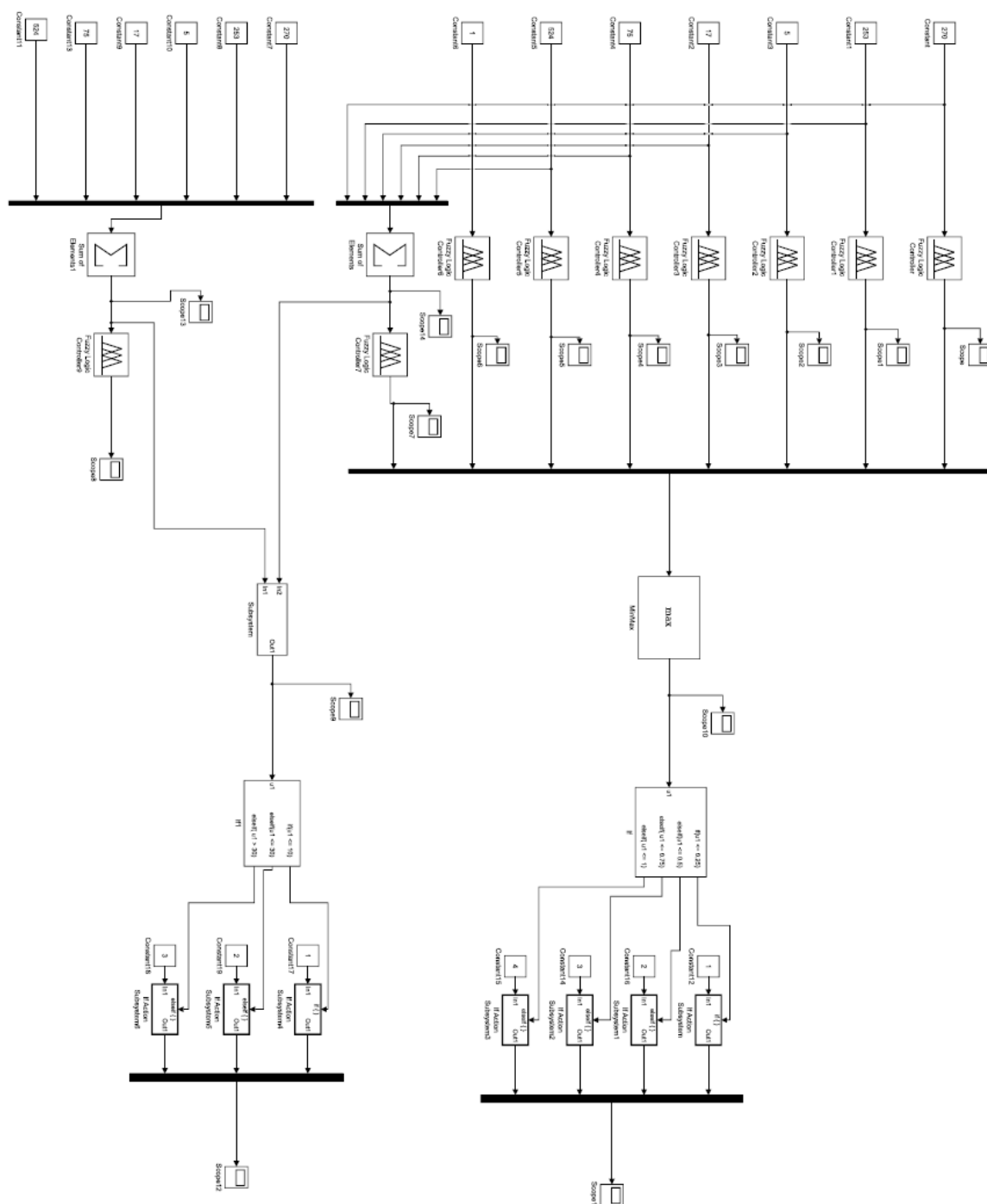


Figura 19 - Sistema de avaliação da condição do transformador baseado no DGA, no *Simulink*.

Este passo seguinte só faz sentido ter em conta se de facto houver valores anormais detetados na análise feita até ao momento.

Quanto à identificação do tipo de falha, o método de DGA escolhido foi o *Duval Triangle*, descrito em 2.2.1. Michel Duval (criador desta metodologia) generosamente forneceu um ficheiro *Excel* que permite a aplicação do seu método. A análise no triângulo 1 é feita introduzindo os valores de concentração de metano, etileno e acetileno que automaticamente

nos é apresentado a sua posição no triângulo. Na figura 20 foi introduzido duas situações de testes diferentes (a interface acima do triângulo é onde se introduz as entradas e por baixo deste consegue observar-se os diferentes *Record No.*), sendo que a primeira amostra é identificada como tipo de falha T1 (falha térmica de temperatura inferior a 300 °C) e a segunda amostra T3 (falha térmica de temperatura superior a 700 °C). Isto faz com que para a primeira amostra se tenha de recorrer ao triângulo 4 e para a segunda amostra, recorrer ao triângulo 5.

THE CLASSICAL DUVAL TRIANGLE 1 FOR TRANSFORMERS, BUSHINGS AND CABLES FILLED WITH MINERAL OIL

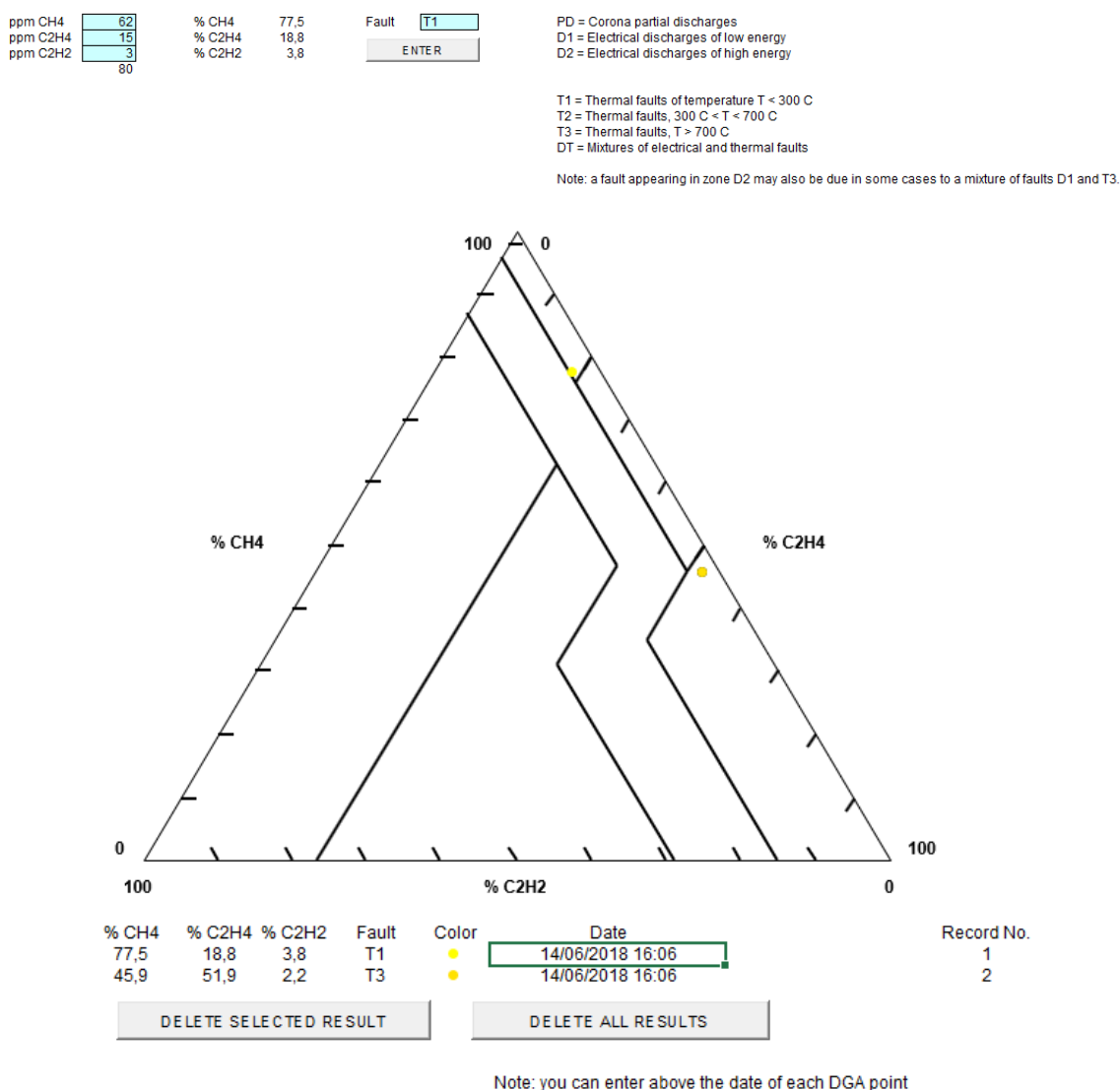


Figura 20 - Ferramenta Excel Triângulo de Duval 1.

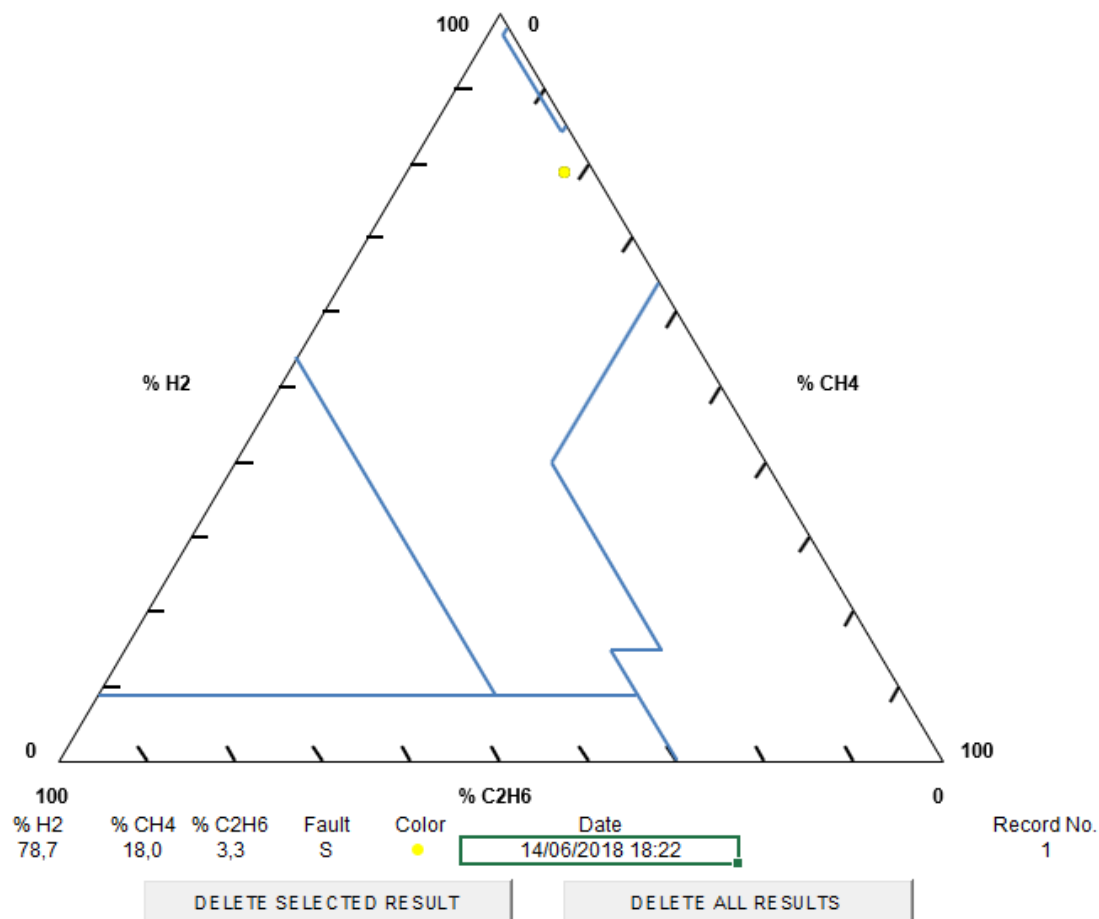
Os gases considerados neste triângulo 4 (figura 21) são o hidrogénio, metano e etano. Introduzindo uns valores exemplo relativos à primeira amostra o resultado deste método indica que a falha é S, *stray gassing* (terminologia definida pelo CIGRE como comportamento de formação de gases anormal [25]) no óleo mineral a temperaturas inferiores a 200 °C.

46 Metodologia

ppm H2	33,7	% H2	78,7	Fault	S	PD = Corona partial discharges
ppm CH4	7,7	% CH4	18,0	ENTER		S = Stray gassing of mineral oil (T < 200°C)
ppm C2H6	1,4	% C2H6	3,3			C = Hot spots with carbonization of paper (T > 300°C)
	42,8					O = Overheating (T < 250°C)
						N/D = Not determined

Warning: The Duval Triangle 4 for low temperature faults in mineral oils uses gases H2, CH4 and C2H6.
 The Duval Triangle 4 is used to get more information about faults identified as low temperature faults (PD, T1 or T2) with Duval Triangle 1 for mineral oils (using CH4, C2H4 and C2H2).
 Do not use the Duval Triangle 4 for faults D1, D2 or T3.
 If Triangle 4 and Triangle 5 do not agree, this probably indicates a mixture of faults.

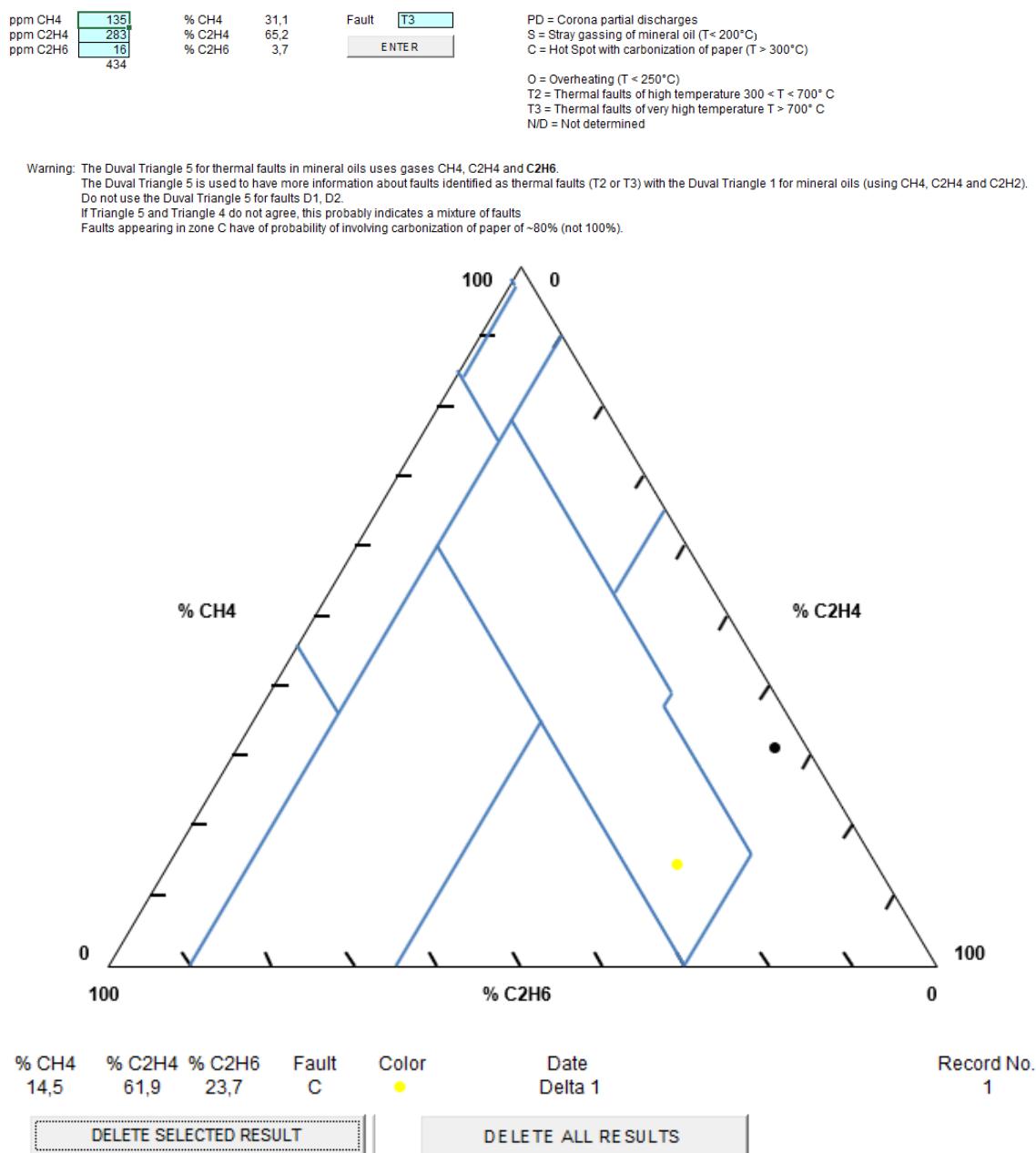
Some new oils on the market may produce stray gassing inside zone PD. Verify with stray gassing tests in the laboratory.
 In zone C, the probability of having carbonization of paper is 80%, not 100%.



Note: you can enter above the date of each DGA point

Figura 21 - Ferramenta Excel Triângulo 4.

No triângulo 5 os gases que se têm em conta são o metano, etileno e o etano. Tal como na primeira amostra foram introduzidos valores exemplo para a segunda amostra e tal como se vê na figura 22, o diagnóstico foi C, que identifica um *hotspot* com carbonização do papel a uma temperatura superior a 300 °C.



Note: you can enter above the date of each DGA point

Figura 22 - Excel Triângulo Duval 5.

Chegando ao fim deste processo, encontramos-nos numa posição na qual conseguimos identificar a condição do transformador. Em caso de anormalidades, a identificação do defeito é apurada e permite ao responsável tomar medidas que levam a uma melhor preservação e

funcionamento do transformador, podendo em último caso ser a substituição do mesmo. Sendo o DGA ou outro qualquer método em questão, é o que permite fazer uma monitorização e manutenção inteligente que permite que haja uma estratégia de gestão com menos acontecimentos inesperados e com uma planificação das necessidades inerentes ao envelhecimento de um transformador ao longo do seu tempo de serviço.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho futuro

5.1 - Conclusões

O trabalho realizado e reproduzido neste documento centrou-se na criação de uma proposta de metodologia que permita sistematizar a avaliação de um transformador de potência de uma subestação com base em ações de manutenção preventiva.

Para o desenvolvimento do trabalho realizado, foi fundamental o estudo aprofundado das estratégias de manutenção praticadas e dos métodos de diagnósticos utilizados atualmente. Durante este processo foi escolhido o sistema de isolamento como foco principal desta metodologia, devido à complexidade que representa a criação de um sistema que avalie a totalidade dos subsistemas do transformador. Foi o subsistema escolhido devido à sua importância quando se fala do ciclo de vida de um transformador. Todo o processo realizado serve de exemplo de como aplicar o mesmo raciocínio aos restantes subsistemas.

As interpretações e conclusões dos resultados dos testes de diagnósticos são feitas através de *standards* internacionais que foram apurados através da vasta experiência ao longo dos anos e com contributo de várias entidades. A criação de *standards* de diagnóstico e técnicas de análise estão constantemente a ser melhoradas e permitem reduzir a necessidade de *experts* para os interpretar, facilitando o trabalho dos técnicos de manutenção na compreensão e interpretação desta área tão relevante da manutenção de máquinas elétricas.

5.2 - Trabalho Futuro

Este documento é um bom ponto de partida para realizar a proposta inicial que é a elaboração de um sistema que avalie o estado da totalidade do transformador, e, em último caso, o estado de todos os elementos de uma subestação elétrica. Sendo que para além do transformador, os principais ativos da subestação são:

- Disjuntores;
- Sistemas de Proteção Comando e Controlo;
- Sistemas de Alimentação.

Quanto ao trabalho realizado no *Simulink* com a *Fuzzy Logic Toolbox*, é um aspeto que pode ser constantemente melhorado com a experiência do utilizador. Mais precisamente as funções de pertença, que podem ser aprimoradas constantemente com a experiência.

Para o sistema evoluir em termos de fiabilidade será necessário a sua aplicação, usando dados de múltiplos testes diagnósticos em contexto real de trabalho, ou com dados fornecidos por entidades experientes na área, por forma a aprimorar a análise dos resultados e assim retirar conclusões mais precisas.

Referências

- [1] A. N. Jahromi, R. Piercy, J. R. R. Service, and W. Fan, "An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, 2009.
- [2] M. Arshad, S. Islam, and A. Khaliq, "Fuzzy Logic Approach in Power Transformers Management and Decision Making," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 21, no. 5, 2014.
- [3] CIGRE, "CONDITION MONITORING (TICM) SYSTEMS WG Members."
- [4] I. Höhle, A. J. Kachler, S. Tenbohlen, and T. Leibfried, "CONTRIBUTION FOR CIGRE SC12 / A2- MERIDA- KOLLOQUIUM TRANSFORMER LIFE MANAGEMENT GERMAN EXPERIENCE with CONDITION ASSESSMENT STATE OF ART OF DIAGNOSTIC," pp. 1-13, 2003.
- [5] R. Murugan and R. Ramasamy, "Failure analysis of power transformer for effective maintenance planning in electric utilities," *Eng. Fail. Anal.* 55, vol. 55, pp. 182-192, 2015.
- [6] X. Zhang and E. Gockenbach, "Asset-Management of Transformers Based on Condition Monitoring and," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, pp. 26-40, 2008.
- [7] A. D. Ashkezari, S. Member, T. K. Saha, and S. Member, "Evaluating the Accuracy of Different DGA Techniques for Improving the Transformer Oil Quality Interpretation," pp. 1-6.
- [8] M. Islam, G. Lee, and S. Nilendra, "A review of condition monitoring techniques and diagnostic tests for lifetime estimation of power transformers," *Electr. Eng.*, 2017.
- [9] V. G. Arakelian, "Effective diagnostics for oil-filled equipment," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. 18, no. 6, pp. 26-38, 2002.
- [10] "Guidelines for life management techniques for power transformers, CIGRE. Technical Brochure 227," 2003.
- [11] T. C. Conference, "Introduction to Duval ' s Diagnostic Triangles," 2010.
- [12] M. Duval, "New frontiers of DGA interpretation for power transformers and their accessories Risk of Failure of Transformers The Duval Triangles 4 and 5 Paper aging - Myths and Reality," pp. 1-8, 2012.
- [13] "IEEE Std. 62, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors," 1995.
- [14] "IEEE C57.106, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment," 2006.
- [15] T. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil - Immersed Transformers*, vol. 2008, no. February. 2009.
- [16] "IEEE Std. C57.91, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil- Immersed Transformers," 2002.
- [17] "J. Schneider, A. J. Gaul, C. Neumann, J. Hograefer, W. WellBow, M. Schwann, and A. Schnettler, 'Asset management techniques,' Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 28, no. 9," pp. 643-654, 2006.
- [18] "IEEE PC57.149, A Guide to Frequency Response Analysis in Oil-immersed Transformers," 2004.
- [19] "IEEE Std. 637, IEEE Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for Its Use," 2007.
- [20] P. B. Ratna Babu Chinnam, "A neuro-fuzzy approach for estimating mean residual life in condition-based maintenance systems," 2004.
- [21] J. M. Mendel, "Fuzzy Logic Systems for Engineering : A fitorial," no. 9408047, 1995.
- [22] L. A. Zadeh, "Outline of a new approach to the analysis of complex systems and decision processes," *Syst. Man Cybern. IEEE Trans.*, no. 1, pp. 28-44, 1973.

- [23] A. N. Caldas, “Desenvolvimento de um Sistema de Apoio à Decisão para a manutenção preditiva dos ativos de uma subestação elétrica,” 2015.
- [24] “A Short Fuzzy Logic Tutorial,” pp. 1-6, 2010.
- [25] L. Lewand and P. Griffin, “Oil Under Thermal Stress,” *Off. Publ. Int. Electr. Test. Assoc.*, pp. 1-4, 2005.